

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA EMPRESA
TECNOGLASS S.A.

JORGE JESUS JIMENEZ RAMOS.
ALBERTO JOSE PATERNINA QUIROZ.



UNIVERSIDAD DE LA COSTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2020

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA EMPRESA
TECNOGLASS S.A.

JORGE JESUS JIMÉNEZ RAMOS.
ALBERTO JOSE PATERNINA QUIROZ.

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Eléctrico

Tutores del proyecto:
ING. JORGE IVAN SILVA ORTEGA.
ING. KELLY BERDUGO SARMIENTO.

UNIVERSIDAD DE LA COSTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2020

Resumen

Se realiza un estudio de coordinación de protecciones en la red de distribución eléctrica en la empresa Tecnoglass S.A, para evaluar su confiabilidad ante eventos de fallas que se presenten. En la simulación del sistema se realizan pruebas de cortocircuito en cada uno de los nodos (barras) para conocer la corriente máxima, mediante una simulación realizada con el software NEPLAN 5.3.5. En adición se analiza el comportamiento de estas protecciones (interruptores, fusibles, relés) y el tiempo de operación para despejar la falla de manera que permita evaluar si es necesario realizar ajustes, agregar o reemplazar elementos de protección centrado en los principios y objeto RETIE el cual busca salvaguardar la vida humana y el buen funcionamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico. Los resultados obtenidos evidenciaron sobrecarga en algunos transformadores, con la coordinación de protecciones se verifica la configuración de los esquemas de protección se analizan los ajustes presentes para determinar los ajustes necesarios, centrados en los tiempos de respuesta y la selectividad.

Palabras clave: barrajes, coordinación de protecciones, confiabilidad, selectividad, centros de transformación

Abstract

Is done a study of coordination of protections in the electrical distribution network in the company Tecnoglass S.A, In order to evaluate its reliability based on the occurrence of the event. The three-phase short-circuit tests are carried out in each of the nodes (bars) to know the maximum current using NEPLAN 5.3.5 software. Results are used to coordinate operation of protections (switches, fuses, relays) and the operating time to clear possible faults scenarios. Depending on their response, it is determined if it is necessary to make adjustments, add or replace protection elements. Results obtained in this study, the coordination of protections centered on the RETIE principles such safeguard human life and the correct operation of equipment in the company. Which implies do not affect production. The results obtained showed overload in transformation elements as well as recommendations to adjust the operating parameters of the protections. The audit of the system also yielded recommendations for improvement to ensure a coordination of protections focused on response times and selectivity.

Keywords: busbars, protection coordination, reliability, selectivity, transformers stations

Tabla de contenido

Lista de tablas y figuras.....	8
Introducción.....	17
Capítulo I.....	19
1. Aspectos generales del proyecto.	19
1.1 Planteamiento del problema.....	19
1.2 Objetivos.	20
1.2.1 Objetivo general.....	20
1.2.2 Objetivos específicos.	20
1.3 Justificación.	21
1.4 Alcance.	21
Capítulo II.....	22
2. Marco Teórico.....	22
2.1 Sistema Radial.	22
2.1.1 Sistema en anillo.	23
2.1.2 Red Mallada.	24
2.1.3 Elementos de una red.	24
2.1.4 Transformadores de potencia.	27
2.1.5 Transformadores de Medida.....	28

2.1.6	Transformadores de Potencial (TP).....	28
2.1.7	Transformadores de Corriente (TC).....	29
2.2	Elementos de protección que conforman un sistema de distribución.	29
2.2.1	Fusibles.....	29
2.2.2	Seccionadores.....	30
2.2.3	Clasificación de los Relevadores.....	31
2.2.3.1	Clasificación por la estructura de construcción.....	32
2.3	Sistemas de protección de un sistema de distribución.	37
2.4	Características de los sistemas de protección.	38
2.4.1	Zonas de protección.	39
2.4.2	Protección primaria.....	40
2.4.3	Protección respaldo.	41
2.4.4	Respaldo local.	41
2.4.5	Respaldo remoto.....	41
2.5	Protección de transformadores.....	41
2.6	Protección de generadores.	42
2.7	Protección de barras.....	44
2.7.1	Protección diferencial.....	45
2.8	Cálculo de cortocircuito.....	46
2.8.1	Tipos de fallas de cortocircuito.	48

2.8.2	Fuentes de corrientes de cortocircuito.....	50
2.8.3	Reactancias en máquinas rotatorias.....	54
2.8.4	Estudio de cortocircuito.....	55
2.8.5	Principales razones para realizar estudio cortocircuito.....	57
Capítulo III.....		59
3.	Metodología.....	59
3.1	Primera etapa: recopilación de datos.....	60
3.1.1	Sistema eléctrico industrial de distribución de Tecnoglass S.A.S.....	60
3.2	Segunda etapa: simulación del diagrama Tecnoglass S.A.....	62
3.3	Tercera etapa: Estudio de coordinación de protecciones.....	62
Capítulo IV.....		63
4.	Resultados.....	63
4.1	Análisis de flujo de carga.....	63
4.2	Análisis de cortocircuito.....	64
4.3	Esquemas de protecciones.....	77
4.3.1	Esquema de protección de Generadores en la empresa Tecnoglass S.A.....	77
4.3.2	Esquema de protección de transformadores de la empresa Tecnoglass S.A.....	79
5.	Conclusiones.....	82
6.	Recomendaciones.....	83
Referencias.....		84

Lista de tablas y figuras**Tablas**

Tabla 1. Relés de Protección.	36
Tabla 2. Generadores a Gas.	60
Tabla 3. Generadores Diésel.	61
Tabla 4. Escenarios Presentados en Tecnoglass S.A.	62
Tabla 5. Flujo de Carga de Transformadores.	64
Tabla 6. Niveles de Corrientes de Cortocircuito Monofásico.	68
Tabla 7. Magnitudes de Corrientes de Cortocircuito Monofásico.....	69
Tabla 8. Niveles de Corrientes de Cortocircuito Trifásico.....	70
Tabla 9. Magnitudes de Corriente Trifásico.	71
Tabla 10. Niveles de Corrientes de Cortocircuito Bifásico.	72
Tabla 11. Magnitudes de Corrientes de Cortocircuito Bifásico.	73
Tabla 12. Niveles de Corriente de Cortocircuito Bifásico a Tierra.....	74
Tabla 13. Magnitudes de Niveles de Corrientes de Cortocircuito Bifásico a Tierra.....	75
Tabla 14. Corrientes Máximas en Diferentes Tipos de Cortocircuito.	76
Tabla 15. Corrientes de Cortocircuito Máximas en los Escenarios.	76
Tabla 16. Protección de los Generadores.	78
Tabla 17. Protección de los Transformadores.	81

Figuras

Figura 1. sistema radial simple.	23
Figura 2 sistema anillo.	24
Figura 3. Proceso de la señal de falla y equipos que intervienen.	38
Figura 4. Zonas de protección.	40
Figura 5. Esquema de protección de un transformador.	42
Figura 6. Esquema de protección de un generador hasta de 5 MVA.....	44
Figura 7. Esquema de protecciones en barra.	45

Figura 8. Relevador diferencial.	46
Figura 9. Corriente de cortocircuito en función del tiempo.	48
Figura 10. Corriente de cortocircuito producida por un generador.	52
Figura 11. Corriente de cortocircuito en un motor síncrono.	53
Figura 12. Nivel de asimetría de cortocircuito para un sistema puramente inductivo.	54
Figura 13. Variación de corriente de cortocircuito de una maquina rotatoria.....	55
Figura 14. Corriente de cortocircuito monofásica en nodo 17.....	65
Figura 15. Corriente de cortocircuito trifásica en el nodo 13 cuando todo el sistema está en servicio.	66
Figura 16. Esquema protección de generador de 1750kW instalado en la empresa Tecnoglass.	78
Figura 17. Esquema de protección de los transformadores instalados en la empresa Tecnoglass S.A.....	79
Figura 18. Esquema de protección de transformador de BT en la empresa Tecnoglass.....	80

Introducción

La coordinación de protecciones es un estudio organizado para garantizar la protección de todos los elementos y equipos localizados en un sistema eléctrico debido a su exposición ante contingencias, fallas y cortocircuitos que puedan presentarse. Por lo que se requiere una correcta coordinación de protecciones que logre garantizar la selectividad, confiabilidad y sensibilidad ante un evento. Basado en lo anterior, los sistemas eléctricos de las organizaciones industriales también deben atender las necesidades de una coordinación de protección para no generar problemas al interior de sus instalaciones, así como tampoco extender el problema a la red de distribución y circuitos vecinos.

Las industrias buscan incrementar su capacidad productiva expandiendo sus instalaciones de producción. Esto conlleva también a modificar el sistema eléctrico encargado de transmitir la energía que necesitan los equipos para su respectivo funcionamiento. En estas ampliaciones se implementan nuevas líneas de producción. Por lo general las empresas ya cuentan con una capacidad de transformación y dispositivos para la demanda instalada, por ahorro de costos no realizan instalaciones sobredimensionadas (Farfan Colindres, 2003).

En el presente proyecto se realizan estudios de flujo de carga, cálculo de corrientes de cortocircuito, coordinación de protecciones (Guardia Ramirez, 2007).

Para realizar el estudio, se obtuvo el valor de la corriente de cortocircuito de la empresa, suministrado por la comercializadora de energía Electricaribe S.A Empresa de servicios públicos (E.S.P). Datos de los transformadores que conforman las subestaciones de la empresa, calibres y longitudes de los conductores, datos y características de los dispositivos de protecciones existentes.

El estudio de coordinación de protecciones se llevó a cabo en la compañía industrial TECNOGLASS S.A que se encuentra conectada a un nivel de tensión de 13,2 kV, fue necesario seguir las recomendaciones de la IEEE Std. 242 (1986, 2001), para la protección y coordinación de un sistema eléctrico industrial y comercial, de igual forma se verifican parámetros necesarios para obtener un buen desempeño de los dispositivos de protección (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

Los ajustes y la coordinación de las protecciones son evaluados a través de la simulación de operación de las protecciones mediante un programa computacional que muestra las tensiones y corrientes que detecta cada dispositivo de protección durante un evento de falla de igual manera disponer de modelos matemáticos que representan las curvas de operación de los dispositivos de protección (Sebastian Cardenas, 2013). Se implementó el uso de un software de nombre NEPLAN 5.35 y se evalúa que los resultados sean los correctos, además se emplearon curvas tiempo vs corriente para cada uno de los equipos utilizados (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

Capítulo I.

1. Aspectos generales del proyecto.

En este capítulo se describen los aspectos generales del proyecto, se define el planteamiento del problema, objetivos, justificación y alcance que conforman el presente trabajo de investigación.

1.1 Planteamiento del problema.

En los últimos 5 años la empresa Tecnoglass S.A ha tenido un crecimiento significativo de la capacidad productiva de alrededor de 50% lo que ha derivado en la implementación de nuevos equipos para el desarrollo de sus productos, con el consiguiente aumento de las cargas. Además, se han empleado nuevas fuentes de generación, como subestaciones y grupos electrógenos, para abastecer la demanda generada.

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos se protege también al personal de la planta. La operación automática de las protecciones permite aislar las fallas, tan rápido como sea posible, para minimizar los daños (Ramírez, 2003).

Tecnoglass S.A actualmente cuenta con un sistema de generación de energía eléctrica a través de generadoras a gas y diésel sincronizadas con la red que proporcionan hasta un 80% de la energía para el consumo de la empresa y el 20% restante lo suministra la red comercial. En ausencia o elevadas tensiones del fluido eléctrico, estas generadoras entregan hasta 100% total de la demanda de la carga, también se cuenta con un sistema de deslastres, en caso de fallar algunas de estas generadoras, que trabajan como bus aislado (ausencia de red); el sistema opera dejando por fuera las cargas de mayor consumo hasta llegar a la potencia que puedan soportar. Para evitar

una condición anormal del sistema eléctrico se emplea la coordinación de protecciones, cuya característica es hacer más seguro al sistema de protección, mediante el arreglo y combinación de dispositivos de protección para detectar y liberar la falla en el menor tiempo posible (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

Se evaluarán las protecciones empleadas en la actualidad en la empresa Tecnoglass S.A y se analizarán con el estudio realizado para verificar su operación ante fallas presentadas en el sistema de distribución, con lo cual se determinará, si es necesario realizar inversiones en nuevas protecciones o ajustes.

¿Cómo se puede actualizar el sistema de coordinación de protecciones de la empresa TECNOGLASS S.A. a partir de las remodelaciones realizadas en la instalación eléctrica y el sistema de distribución?

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo general.

Desarrollar el estudio de coordinación de protecciones de distribución de la empresa Tecnoglass S.A y realizar los ajustes necesarios para una buena respuesta ante escenarios de cortocircuito.

1.2.2 Objetivos específicos.

- Caracterizar el sistema eléctrico y de protecciones actual de la empresa Tecnoglass S.A
- Modelar mediante flujo de carga y cortocircuito el sistema eléctrico de la empresa Tecnoglass S.A
- Desarrollar el ajuste de protecciones de distribución considerando los esquemas de operación que se ajusten a los requerimientos del operador de red.

1.3 Justificación.

Con la realización de un estudio de coordinación de protecciones y cortocircuito se evalúa la mayor confiabilidad y seguridad de las protecciones de la red de distribución en la empresa Tecnoglass S.A, considerando las protecciones actuales en las instalaciones de la organización industrial, por medio de la utilización de herramientas computacionales para verificar la eficiencia que presentan ante eventos de fallas, y definir mediante los resultados obtenidos lo más conveniente para salvaguardar la vida humana y la protección de los equipos.

Desde el punto de vista educativo, la Universidad de la Costa contará con un nuevo proyecto en conjunto con la empresa Tecnoglass S.A, logrando un acercamiento entre ambas partes para adelantar trabajos investigativos, contribuyendo a exaltar la calidad de profesionales en formación de la Universidad de la Costa y su grupo de investigación GIOPEN.

1.4 Alcance.

Se realiza un estudio de coordinación de protecciones en la empresa Tecnoglass S.A para evaluar las protecciones actuales de la compañía, se observa que algunos equipos, no cuentan con todas las protecciones necesarias recomendables. Por lo que es necesario realizar ajustes, y con los resultados obtenidos durante el estudio se determina la necesidad de implementar una buena coordinación de protecciones. Para llevar a cabo este estudio, fue necesario realizar un recorrido por cada una de las subestaciones, se toman los datos de placas de características de cada uno de los transformadores que conforman el sistema eléctrico de la empresa y sus respectivas protecciones al igual que se toman los datos de características de cada una de las máquinas de producción, equipos y sus elementos de protección, en algunos equipos fue necesario medir el consumo de trabajo en tiempo real, debido a que por su antigüedad, algunos

no poseen placas de características. Toda esta información se procede a modelar a través de un software computacional que nos arroja los puntos críticos a mejorar.

Capítulo II.

2. Marco Teórico

En este capítulo se presenta la fundamentación teórica para el desarrollo del proyecto, se encuentran los elementos principales para realizar un esquema de protección como son; generadores, transformadores, líneas y barras también estarán incluidas sus definiciones, y los equipos de protección adecuados que debe tener cada elemento para su mejor funcionamiento en la red de distribución eléctrica en la empresa Tecnoglass S.A.

2.1 Sistema Radial.

Un sistema radial es aquel que posee un solo camino sobre el cual fluye la potencia hacia la carga, esta configuración de red es muy utilizada en los sistemas de distribución por su facilidad de construcción y por sus bajos costos económicos, este sistema es adecuado para pequeñas instalaciones industriales, donde el proceso permite suficiente tiempo de inactividad para un mantenimiento adecuado, su principal desventaja es que al tener un solo punto de alimentación ante una falla en el transformador o las barras que alimentan las cargas dejará sin energía el resto del sistema. En estos sistemas, la operación y expansión son simples cuándo los componentes que se utilizan cumplen con los estándares de calidad y su confiabilidad es alta (Systems & Committee, 1993). En la figura 1 se observa un sistema radial simple.

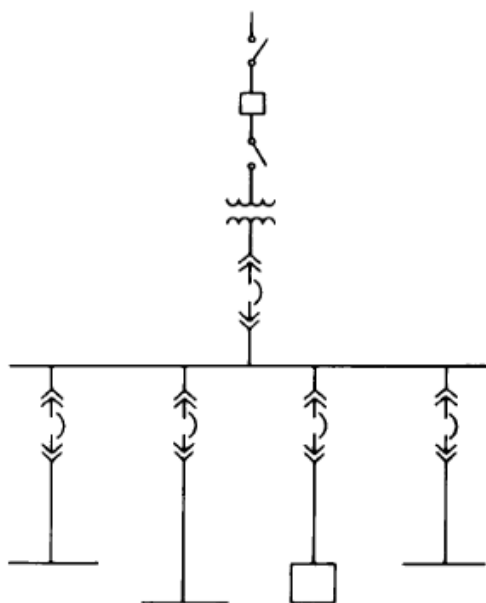


Figura 3. sistema radial simple. Fuente: (Systems & Committee, 1993)

2.1.1 Sistema en anillo.

En una red anillo la alimentación es suministrada continuamente de dos fuentes en los extremos del anillo, el cual provee dos trayectorias paralelas desde la subestación distribuidora a la carga, los interruptores están dispuesto en forma de anillo, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos, asegurando la continuidad del suministro de energía ante la falla de alguna de las fuentes de alimentación. El tamaño del conductor suele ser el mismo en todo el anillo, y debe transportar la carga de las dos mitades del anillo (Systems & Committee, 1993).

Un sistema en anillo ofrece una confiabilidad y seguridad mejorada pero sin flexibilidad, es segura y confiable por permitir la continuidad del servicio por falla o mantenimiento de un interruptor ya que cada línea está asociada a dos interruptores, cuenta con dos fuentes de alimentación, si llegara a fallar una de estas fuentes, ante una falla en un circuito esta puede ser aislada del circuito para su reparación o mantenimiento sin afectar el funcionamiento del resto del sistema, sin embargo el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para algunas

de las partes o perderse la seguridad del sistema. Es necesario que el sistema opere con todos los interruptores cerrados, operación normal, siendo así segura y confiable, por lo cual, desde el punto de vista de flexibilidad, el sistema se comporta como un sistema radial (Villegas, 2003).

En la figura 2 se observa un sistema en anillo.

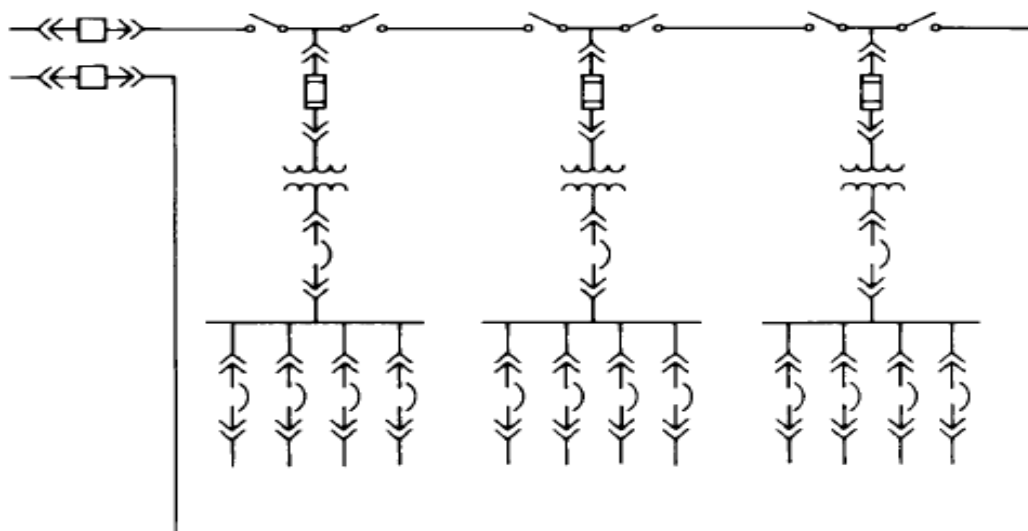


Figura 4 sistema anillo. Fuente: (Systems & Committee, 1993)

2.1.2 Red Mallada.

Es el tipo más complejo, presenta las mismas ventajas que las redes en anillo, pero acentuadas siendo la más costosa y de mayor seguridad. Es indicada cuando una red eléctrica presenta una densidad de receptores elevada y la seguridad en el suministro en consecuencia también deberá ser elevada, cubriendo áreas de gran potencia. La elección será siempre la red radial, pasando a la red en anillo y por último la red mallada (Fayos Alvarez, 2009).

2.1.3 Elementos de una red.

El sistema eléctrico de potencia es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución que operan como un todo. En operación normal todas las

máquinas del sistema operan en paralelo y la frecuencia en todo el Sistema Eléctrico de potencia (SEP) es constante (Cervantes Juarez, 2000). A continuación, se describirán los elementos y equipos que conforman un SEP:

- **Generador.**

El generador eléctrico es una máquina rotativa que transforma la energía mecánica en energía eléctrica impulsada por diferentes fuentes de energía primaria, siendo el elemento de mayor importancia dentro del sistema eléctrico de potencia (Grainger, John, Stevenson, 1996).

- **Líneas de transmisión.**

La línea de transmisión es el elemento físico de mayor extensión dentro del sistema de potencia que se encarga de transportar la energía eléctrica desde los centros de producción hasta el sitio donde se consume o se distribuye (Fayos Alvarez, 2009).

La clasificación de los sistemas de transmisión puede ser realizada, según el medio: en aéreas y subterráneas.

- **Líneas aéreas.**

El conductor usualmente va desnudo, este está soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera, concretos y torres (Castaño, 2004), al compararse con el sistema subterráneo ofrece las siguientes ventajas:

Costo inicial más bajo, fácil mantenimiento, fácil localización de fallas y tiempo de construcción más bajos. Y tiene las siguientes desventajas: menor confiabilidad, menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes), son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que

están expuestas a descargas atmosféricas, polvo, brisas salinas, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismos (Castaño, 2004).

Las líneas aéreas se pueden clasificar según su longitud en: líneas longitud corta, de longitud menor a 80 km, longitud media entre 80 – 240 km, de longitud largas mayores a 240 km, esta diferenciación se hace necesaria en casos de estudio ya que el comportamiento es diferente para cada caso de estudio (Grainger, John, Stevenson, 1996).

- **Líneas subterráneas.**

Son empleadas en zonas por donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es conveniente el sistema de líneas aéreas, las subterráneas son más confiables porque no están expuestas a descargas atmosféricas, vientos, choques de vehículos, caída de árboles, vandalismo, etc. Como si lo están las aéreas (Cervantes Juárez, 2000), ofrece las siguientes ventajas con respecto a las líneas aéreas, son más confiables ya que la mayoría de las contingencias de las líneas aéreas no las afectan, son más estéticas y mucho más seguras porque no se encuentran expuestas a vandalismo, y tiene las siguientes desventajas: poca accesibilidad lo que dificulta la localización de las fallas, la interrupción del servicio por falla es más prolongada que en las líneas aéreas, mayor dificultad en los trabajos de mantenimiento, están expuestas a la humedad y a los roedores, alto costo de inversión inicial (Cervantes Juárez, 2000).

El sistema de transmisión puede ser clasificado según el nivel de tensión nominal de operación en el cual transmiten los grandes bloques de potencia, en Colombia está discriminado en cuatro niveles de tensión:

Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV.

Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5kV.

Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220kV (Fuente: R. CREG – 097 – 2008; Art 1).

2.1.4 Transformadores de potencia.

El transformador es una máquina electromagnética de corriente alterna que no tiene partes móviles, está compuesto de dos bobinas aisladas entre sí, montadas en un núcleo magnético y que puede estar sumergido en aceite aislante en un tanque, estos también pueden construirse en seco.

Este elemento cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas a la misma frecuencia (Martin, 1987), dependiendo de la relación de vueltas ente el devanado primario y el devanado secundario ($N1/N2$) siendo el primario el bobinado que esté conectado a la fuente de energía y secundario al que se conecta a la red de consumo, este puede ser transformador elevador de tensión o reductor de voltaje.

La capacidad de un transformador se diseña por el producto del voltaje y corriente primaria, lo cual debe corresponder teóricamente al producto del voltaje y corriente secundaria, la relación de transformación en los voltajes es $E1/E2$ y $N1/N2$, mientras que la relación de transformación, teniendo en cuenta las corrientes, es $N1/N2$ e $I2/I1$. Por otra parte los amperes vueltas del primario son iguales a los amperes vueltas del secundarios $N1I1 = N2I2$ (FitzGerald, Kingsley, & Umans, 2003).

2.1.5 Transformadores de Medida.

Los transformadores de medida son elementos que nos permiten obtener información de las magnitudes eléctricas del sistema de potencia, debido a que los valores de corriente y voltaje en un sistema de potencia son demasiado grandes y no se pueden realizar de forma directa, las señales secundarias son proporcionales a las magnitudes primarias de corriente y voltaje, los transformadores de medida se agrupan bajo el término de transformadores de corriente TC y de potencial TP (Ramirez, 2003).

2.1.6 Transformadores de Potencial (TP).

En sistemas con tensiones superiores a 600V las mediciones de tensión no son hechas directamente a la red primaria sino a través de transformadores de potencial (Villegas, 2003), en los TP el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario (Ramirez, 2003). Los transformadores de potencial tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario).
- Procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.
- Entregar en el secundario, un voltaje proporcional al voltaje primario a una potencia máxima dada en VA y dentro de ciertos errores especificados, estar capacitados para sostener una carga de 10 veces su potencia nominal sin exceder los valores críticos de temperatura, el devanado primario se conecta en paralelo con el sistema en conexión fase-fase para tensiones menores de 34.5 kV; para tensiones mayores es fase-tierra según las necesidades (Ramirez, 2003).

2.1.7 Transformadores de Corriente (TC).

Los transformadores de corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corrientes en sistemas eléctricos, tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión, la corriente que circulará en el primario de los transformadores de corrientes está determinada por el circuito de potencia (Villegas, 2003), los transformadores de corriente tienen las siguientes características:

En un margen muy amplio de variación de la carga secundaria (Burden), la corriente secundaria no sufre cambios apreciables, el circuito secundario de un TC no debe estar abierto si el primario se halla energizado, puesto que los valores de los voltajes serían limitados únicamente por la impedancia de la rama de magnetización y pueden ser demasiado altos, los errores de relación y ángulo de fase puede calcularse fácilmente si la característica de magnetización y la impedancia de carga son conocidas (Ramírez, 2003).

2.2 Elementos de protección que conforman un sistema de distribución.

En la actualidad existen diversos elementos de protección, que cuentan con una gran capacidad de librar las fallas lo más rápido posible evitando que se propague, estos elementos son:

2.2.1 Fusibles.

Un fusible es un dispositivo de protección de sobrecorriente con una parte que se funde y abre el circuito cuando es calentada por el paso de la corriente eléctrica (ANSI C37.40). Un fusible posee las siguientes características:

- Combina elementos de detección e interrupción en un mismo dispositivo, es de acción directa, ya que responde a una combinación de magnitud y duración de corriente del circuito que fluye a través de él.

- Normalmente no incluye ningún elemento para hacer e interrumpir manualmente la conexión del circuito energizado, pero requiere dispositivos por separado (ej.

Interrupción) para realizar esta función, es un dispositivo monofásico, solo el fusible en la línea o líneas sometidas a sobrecorriente responde para des-energizar la línea o líneas afectadas del circuito o equipo a proteger, después de haber actuado ante una sobrecorriente, se renueva mediante la sustitución del elemento sensible a la corriente antes de la restauración del servicio (Std, Industry, Society, & Board, 2001).

De acuerdo con el nivel de tensión, estos se clasifican, según la IEEE Std 242-2001, como fusibles para baja tensión de 0 a 1000 V y fusibles para alta tensión de 1000 hasta 169 kV, los fusibles de alta tensión están subdivididos en fusibles para distribución y en fusibles de potencia, los principales parámetros a tener en cuenta para la selección de fusibles son:

- Corriente de carga y magnetización de transformadores.
- Tensión del sistema y capacidad del cortocircuito del sistema primario
- Relación entre la reactancia y la resistencia X/R .
- Máxima corriente de falla en el punto de aplicación.
- Tipo de carga, coordinación con otras protecciones (Castaño, 2004).

2.2.2 Seccionadores.

Son elementos del sistema eléctrico que sirven para desconectar y conectar partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para su mantenimiento.

Los seccionadores pueden abrir circuitos solo bajo tensión nominal, están diseñados para interrumpir corrientes de falla antes debe abrirse el interruptor correspondiente al circuito, siendo esa la principal diferencia entre seccionador e interruptor teniendo en cuenta que los dos sirven para abrir y cerrar circuitos, los seccionadores no pueden abrir circuitos con corriente y el interruptor si puede abrir el circuito con corriente (Martin, 1987).

2.2.3 Clasificación de los Relevadores

Son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla y reducen los efectos y daños, ante una falla este cierra sus contactos energizando la bobina de disparo que envía una orden de apertura al interruptor para así poder aislar la falla del sistema y reducir los daños en los equipos (Martin, 1987).

Los relés de protección pueden clasificarse principalmente de acuerdo con la función que realiza, su construcción, a la señal de entrada y tipo de funcionamiento. Esta clasificación está dada en:

- **Relevadores de protección:** Es un dispositivo que censa y actúa ante cualquier cambio en la señal que está recibiendo, generalmente desde una fuente de voltaje o corriente. Si la magnitud de entrada se encuentra fuera de los rangos de ajustes, abrirá o cerrará los contactos, enviando así una señal de apertura generalmente a un interruptor o una señal de alarma (Ramirez, 2003).
- **Relevadores de monitoreo:** Comprueban las condiciones de un sistema eléctrico o el sistema de protección. Incluyen detectores de falla, unidades de alarma, verificar sincronismos, fase o circuitos (Secuencia de fases) (Ramirez, 2003).

- **Relevadores auxiliares:** Actúan en base a la apertura o cierre del circuito de operación para suplir otro relevador. Incluyen temporizadores, relevadores de contacto múltiple, relevadores receptores, relevadores de apertura definitiva, relevadores de cierre y relevadores de disparo (Ramirez, 2003).

- **Relevadores de control o reguladores:**

Controlan características básicas que deben permanecer dentro de ciertos límites. Funcionan mediante equipo suplementario para restaurar la cantidad a los límites prescritos.

- **Relevadores de programación:** Establecen o detectan secuencias eléctricas, para re cierre y sincronización (Ramirez, 2003).

2.2.3.1 Clasificación por la estructura de construcción.

De acuerdo a su estructura de construcción los relés se clasifican en:

- **Relés electromagnéticos:** Están constituidos por una bobina que produce un campo magnético que atrae hacia ella una pieza de hierro que contiene los contactos móviles cuando es sometida al flujo de corriente a través de ella.

Estos relevadores pueden ser utilizados tanto en AC como DC y son de dos tipos:

- **Tipo armadura:** Que consta de una placa o barra que pivotea en un eje fijo cuando es atraída hacia la bobina, la armadura contiene la parte móvil del contacto de operación, el cual se cierra o abre cuando se energiza la bobina.
- **Tipo émbolo o solenoide:** Que consiste de una barra o embolo que es atraído axialmente dentro del campo del solenoide, en este tipo de relés el embolo es quien lleva la parte móvil de los contactos de operación (Gers, 1993).

- **Relés de inducción electromagnética:** Este tipo de relés utilizan el principio de motor de inducción, en el que los flujos de corriente de las bobinas inducen corrientes en el disco, creando un par que hace girar al rotor en oposición a un resorte en espiral cerrando los contactos del circuito de disparo, esos solo operan con corriente alterna (A.C) (Martin, 1987).

De acuerdo a la señal de entrada se clasifican en:

- Relevadores de corriente (de sobre corriente o baja corriente).
- Relevadores de voltaje (de sobre voltaje o bajo voltaje).
- Relevadores de potencia (de sobre potencia o de baja potencia).
- Relevadores de frecuencia (de sobre frecuencia o de baja frecuencia).
- Relevadores de temperatura (operan de acuerdo con una temperatura predeterminada en el componente corregido).
- Relevadores de presión (de sobrepresión o de baja presión).
- Relevadores de velocidad (de alta o baja).

De acuerdo al tipo de funcionamiento, lo podemos clasificar como: Sobre corriente, sobre corriente direccional, distancia, sobre voltaje, diferencial, potencia inversa, entre otros. De todos estos, los más utilizados son los Relevador de sobre corriente, los cuales se clasifican en:

- **Relevadores de corriente definida:** Los relevadores de este tipo actúan instantáneamente cuando la corriente que por el circula es mayor o igual a la corriente de ajuste, el valor de ajuste es la corriente de arranque del relevador, también conocida como la “corriente de pick up” (Ipu). El ajuste se hace de tal forma que la subestación más alejada de la fuente operará con el valor más bajo de corriente y las corrientes de operación del relevador aumentará gradualmente se acerque a la fuente, dicho esto el

relevador con menor ajuste actuará primero y desconectará la carga en el punto más cercano a la falla.

Este tipo de protección tiene el problema de ser poco selectiva ante altos valores de corriente cortocircuitos, esto se debe a la dificultad para diferenciar la corriente de falla entre un punto y otro cuando la impedancia entre ellos es pequeña en comparación a la impedancia de la fuente (Ramirez, 2003).

El ajuste de estos relevadores permite ser variado para manejar diferentes niveles de corriente usando diferentes tiempos de operación. Estos ajustes pueden realizarse de manera tal que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto, y posteriormente los interruptores restantes sean disparados sucesivamente, usando tiempos de retardos grandes moviéndose a la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente se llama tiempo de discriminación. La principal característica de este tipo de relevadores es que la protección es más selectiva, ya que el tiempo de operación de los relevadores puede ajustarse en pasos fijos. La gran desventaja con este método de discriminación es que las fallas cercanas a la fuente ocasionan grandes corrientes que podrían ser eliminadas en un tiempo relativamente largo (Ramirez, 2003).

El ajuste de este tipo de relevadores es hecho con un tap de corriente para seleccionar el valor al cual actuará además cuenta con un selector que determina el tiempo exacto de operación y con un selector de corriente para escoger a partir de qué valor deberá a empezar a trabajar el temporizador. Estos relevadores son muy utilizados cuando la impedancia de la fuente es grande con respecto a la del elemento a proteger y por lo tanto los niveles de falla en el punto de ubicación del relevador son similares a los del extremo del elemento protegido (Gers, 1993).

- **Relevadores de tiempo inverso.**

La cualidad primordial de los relevadores de tiempo inverso es que operan en un tiempo inversamente proporcional a la corriente de falla. Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que para corrientes muy altas se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo de afectar la selectividad de la protección. Los relevadores de tiempo inverso generalmente se clasifican de acuerdo a la curva características que determina la rapidez de operación, estos pueden ser de tipo inverso, muy inverso o extremadamente inverso (Ramirez, 2003).

Para la puesta en operación de los relevadores se deben definir tres ajustes como son:

- La corriente de arranque (I_{pu}): Es la corriente mínima en la cual el relevador empieza a trabajar, en los relevadores electromagnéticos este se ajusta al calibrar el (Tap) de la bobina de operación. Las características tiempo-corriente del relevador vienen definidas en función de la corriente de arranque.
- El tiempo de operación: En los relevadores de inducción se ajusta mediante el selector de tiempo, el cual es un engranaje con marcas calibradas que regula la distancia entre el contacto móvil y el contacto fijo, permitiendo así ajustar el tiempo de operación a los valores indicados en las curvas características de los fabricantes.
- La corriente de arranque de la unidad instantánea ($I_{pu} -_{50}$): En los relevadores electromagnéticos se determina ajustando la posición del núcleo del solenoide, sobre las marcas calibradas (Valderrama, 2002). En la tabla 1 se muestran la función de los distintos relés de protección.

Tabla 18.

Relés de Protección.

N° Relé	Función	N° Relé	Función
1	Elemento principal.	38	Dispositivo térmico de cojinetes.
2	Relé de cierre o arranque temporizado.	39	Detector de condiciones mecánicas.
3	Relé de comprobación o bloqueo.	40	Relé de campo.
4	Contacto principal.	41	Interruptor de campo.
5	Dispositivo de parada.	42	Interruptor de marcha.
6	Interruptor de arranque.	43	Dispositivo de transferencia.
7	Interruptor de ánodo.	44	Relé de secuencia de arranque del grupo.
8	Dispositivo de desconexión energía control.	45	Detector de condiciones atmosféricas.
9	Dispositivo de inversión.	46	Relé de intensidad para equilibrio.
10	Conmutador de secuencia.	47	Relé de tensión para secuencia de fase.
11	Reservado para aplicaciones futuras.	48	Relé de secuencia incompleta.
12	Dispositivo de exceso de velocidad.	49	Relé térmico para máquina.
13	Dispositivo de velocidad síncrona.	50	Relé instantáneo de sobre intensidad.
14	Dispositivo de falta de velocidad.	51	Relé de sobre intensidad temporizado.
15	Dispositivo regulador velocidad o frecuencia.	52	Interruptor de c.a.
16	Reservado para aplicaciones futuras.	53	Relé de la excitatriz o del generador de c.c.
17	Conmutador para puentear el campo serie.	54	Reservado para aplicaciones futuras.
18	Dispositivo de aceleración o desaceleración.	55	Relé de factor de potencia.
19	Contactos transición arranque a marcha normal.	56	Relé de aplicación del campo.
20	Válvula maniobrada eléctricamente.	57	Dispositivo de cortocircuito o puesta a tierra.
21	Relé de distancia.	58	Relé de fallo del rectificador de potencia.
22	Interruptor igualador.	59	Relé de sobre tensión.
23	Dispositivo regulador de temperatura.	60	Relé de equilibrio de tensión.
24	Sobre excitación.	61	Relé de parada o apertura temporizada.
25	Dispositivo sincronización o puesta en paralelo.	62	Reservado para aplicaciones futuras.
26	Dispositivo térmico.	63	Relé de presión de gas, líquido o vacío.
27	Relé de mínima tensión.	64	Relé de protección de tierra.
28	Detector de llama.	65	Regulador mecánico.
29	Contactador de aislamiento.	66	Relé de pasos.
30	Relé anunciador.	67	Relé direccional de sobre intensidad de c.a.
31	Dispositivo de excitación separada.	68	Relé de bloqueo.
32	Relé direccional de potencia.	69	Dispositivo de supervisión y control.
33	Switch de posición.	70	Reóstato.
34	Conmutador de secuencia movido a motor.	71	Relé de nivel líquido o gaseoso.

35	Dispositivo de cortocircuito de las escobillas.	72	Interruptor de c.c.
36	Dispositivo de polaridad.	73	Contactador de resistencia de carga.
37	Relé de baja intensidad o baja potencia	74	Relé de alarma.
75	Mecanismo de cambio de posición.	88	Motor o grupo motor generador auxiliar.
76	Relé de sobre intensidad de c.c.	89	Desconectador de línea.
77	Transmisor de impulsos.	90	Dispositivo de regulación.
78	Relé de medio de ángulo de desfase.	91	Relé direccional de tensión.
79	Relé de reenganche de c.a.	92	Relé direccional de tensión y potencia.
80	Relé de flujo líquido o gaseoso.	93	Contador de cambio de campo.
81	Relé de frecuencia.	94	Relé de disparo o disparo libre.
82	Relé de reenganche de c.c.	95	Localizador de tierras.
83	Relé de selección o transferencia del control	96	Dispositivo de telemando.
84	Mecanismo de accionamiento.	97	Reservado para aplicaciones especiales.
85	Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto	98	Magneto térmico para circuitos de B.T.
86	Relé de bloqueo.	99	Reservado para aplicaciones.
87	Relé de protección diferencial.		

Nota: se presentan los relés de protecciones fuente: (Committee, Relaying, & Society, 2008) Adaptado por. A. Paternina 2019

2.3 Sistemas de protección de un sistema de distribución.

Los sistemas de protección eléctrica corresponde a conjunto de los dispositivos que tienen como misión principal determinar las condiciones anormales en la operación de un SEP, aislar los equipos en falla de tal forma que el resto del sistema pueda seguir operando correctamente con el mínimo de interrupciones, iniciar la acción correctora (apertura de los interruptores, acciones de control, entre otros), detectar condiciones de fallas monitoreando constantemente las variables del sistema de potencia (I, V, P, f, Z), proteger a las personas y equipos, indicar localización y tipo de la falla. Los elementos dentro del sistema que detectan las fallas son los TC, TP, los relevadores, por medio de la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorriente debidas a cortocircuitos aislando las partes del sistema cuando han fallado o cuando actúa de manera anormal (Ramírez, 2003) (Martin, 1987).

En la figura 3 se observa el proceso de la señal de falla y los equipos que en ella participan.

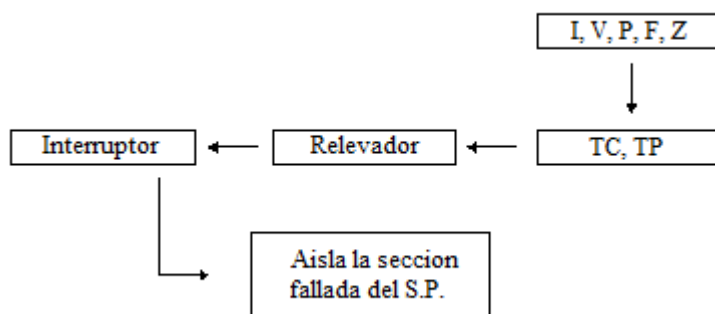


Figura 3. Proceso de la señal de falla y equipos que intervienen. Fuente: (Ramírez, 2003) Adaptado por A. Paternina 2019.

2.4 Características de los sistemas de protección.

Las características de un sistema de protección se analizan principalmente desde el punto de vista de su operación en condiciones de fallas, siendo las principales las que se indican a continuación:

- **Confiabilidad:** Es la característica que le permite actuar correctamente cuando es necesario y evitar operaciones innecesarias o incorrectas durante la falla (Ramírez, 2003).

- **Selectividad.**

Es la propiedad que permite discriminar la ubicación de la falla, con la finalidad de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. Garantizando la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones (Ramírez, 2003).

- **Rapidez.**

Propiedad que permite que las protecciones operen en el menor tiempo posible, disminuyendo con ello la duración de las fallas, las perturbaciones y los daños a equipos (Ramírez, 2003).

- **Fiabilidad.**

Es la probabilidad que una protección no actúe durante un cortocircuito, lo cual puede ser producto de una falla del sistema de protección o del interruptor, que suele llevar a problemas de estabilidad y apagones. El daño de los equipos será proporcional a lo prolongado de la permanencia de la falla (Ramírez, 2003).

2.4.1 Zonas de protección.

Las protecciones del sistema de potencia se dividen por zonas de operación de manera tal que sean protegidas y que puedan desconectarse adecuadamente al presentarse una falla dentro de ellas, lo que permite que el sistema continúe en servicio hasta donde sea posible (Gers, 1993). Un sistema de potencia se puede dividir en las siguientes zonas de protección. Generadores, transformadores, grupo generador-transformador, motores, barrajes, líneas (Ramírez, 2003). Las zonas de protección se observan en la figura 4.

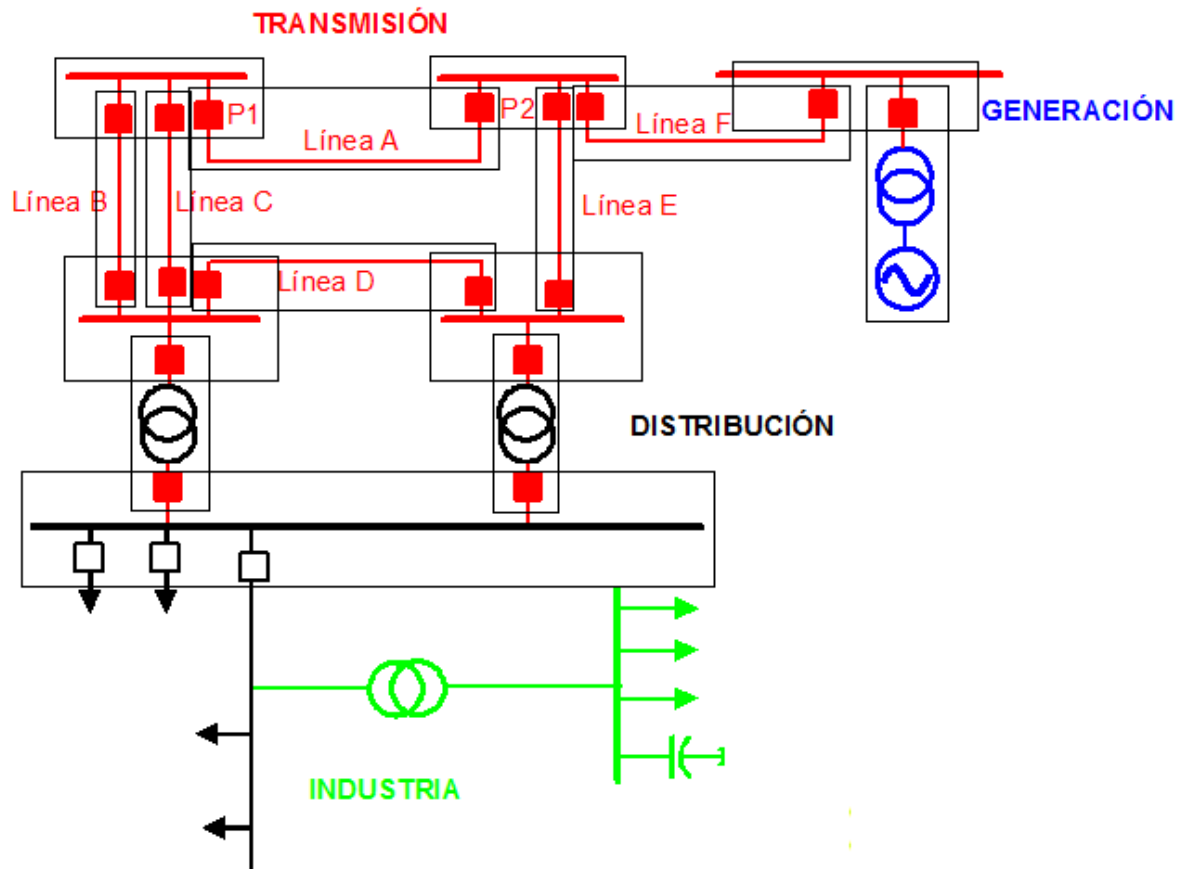


Figura 4. Zonas de protección. Fuente: (Ramírez, 2003) Adaptado por A. Paternina 2019.

2.4.2 Protección primaria

Protección que debe operar siempre que sea detectada una falla y aislar la falla, ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia tales como máquinas eléctricas, líneas y barras.

Un elemento puede disponer de varios dispositivos de protección primaria sin que ello implique que todos operen ante la presencia de la misma falla, puesto que funcionan ante diferentes causas y magnitudes (Ramírez, 2003).

2.4.3 Protección respaldo.

La protección de respaldo es colocada para trabajar cuando, por cualquier motivo, la protección primaria no opere, para esto el relevador de protección dispone de un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por sistema de protección primaria (Ramírez, 2003).

2.4.4 Respaldo local.

Aplica cuando el respaldo remoto no es satisfactorio, debido a que los tiempos de despeje de las fallas son muy prolongados, falta de selectividad en el disparo y dificultades en lograr ajustes lo suficientemente sensibles para cubrir ciertas fallas en líneas adyacentes (Ramírez, 2003).

2.4.5 Respaldo remoto.

Este tipo de respaldo lo proporciona una protección ubicada en otro punto del sistema de potencia (Ramírez, 2003).

2.5 Protección de transformadores

La elección apropiada del transformador está establecida por condiciones económicas, como por la potencia, su voltaje, tipo de conexión a tierra y ubicación dentro del sistema de potencia (Gers, 1993). Los transformadores se clasifican según su ubicación dentro del sistema de potencia. Estos son transformadores de generadores (*step - up*), transformadores de distribución y transformadores de transmisión (Ramírez, 2003).

Las protecciones utilizadas en los transformadores instalados en la empresa Tecnoglass S.A de acuerdo con su capacidad según la IEEE Std C37.108-2002 son:

26. Dispositivo de protección térmica.

49. Relé térmico de transformador.

50. Relevador de sobrecorriente de acción instantánea.

50N. Relevador de sobrecorriente de acción instantánea de neutro.

51. Relevador de sobrecorriente temporizado.

51N. Relevador de sobrecorriente temporizado de neutro.

63. Relé de flujo, nivel o presión de gases o líquidos.

86. Relevador de bloqueo.

En la figura 5 se observa un esquema de protección de un transformador.

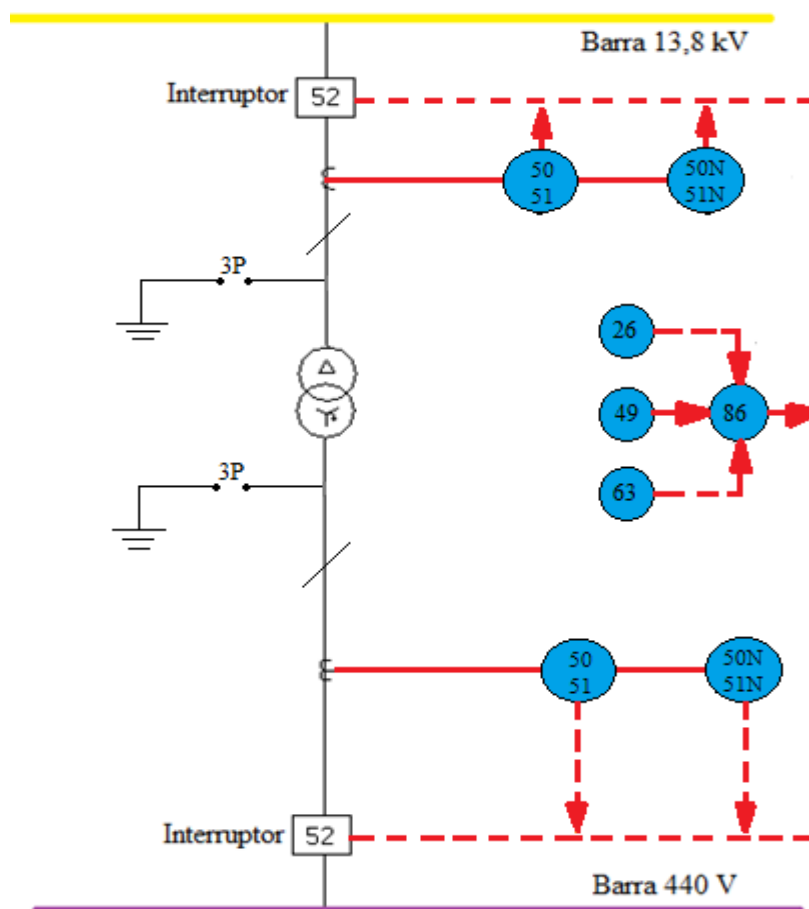


Figura 5. Esquema de protección de un transformador. Fuente: (Ramírez, 2003) Adaptado por. A. Paternina 2019.

2.6 Protección de generadores.

Debido a la importancia del generador dentro del sistema de potencia al definir el esquema de protección adecuado se deben tomar en consideración las características técnicas como potencia

y voltaje. Se pueden presentar diversas fallas de diversos motivos, entre los más importantes se destacan, fallas eléctricas en los devanados, efecto motor de los generadores, cortocircuito entre fases, cortocircuito entre espiras, entre otros, por lo cual el sistema de protección debe ser muy completo cuya redundancia dependerá del tamaño de las máquinas, importancia dentro del sistema de potencia y de las consideraciones económicas (Gers, 1993).

Para los generadores instalados en la empresa Tecnoglass S.A del cual son objeto de estudio la IEEE Std C37.102-2006 son:

32. Relevador de potencia inversa

49. Relé térmico de sobrecarga

51G. Relé de sobrecorriente temporizado

51V. Relé de sobrecorriente temporizado controlado por voltaje

87. Relevador diferencial

Un esquema de protección para un generador hasta 5 MVA se puede observar en la figura 6.

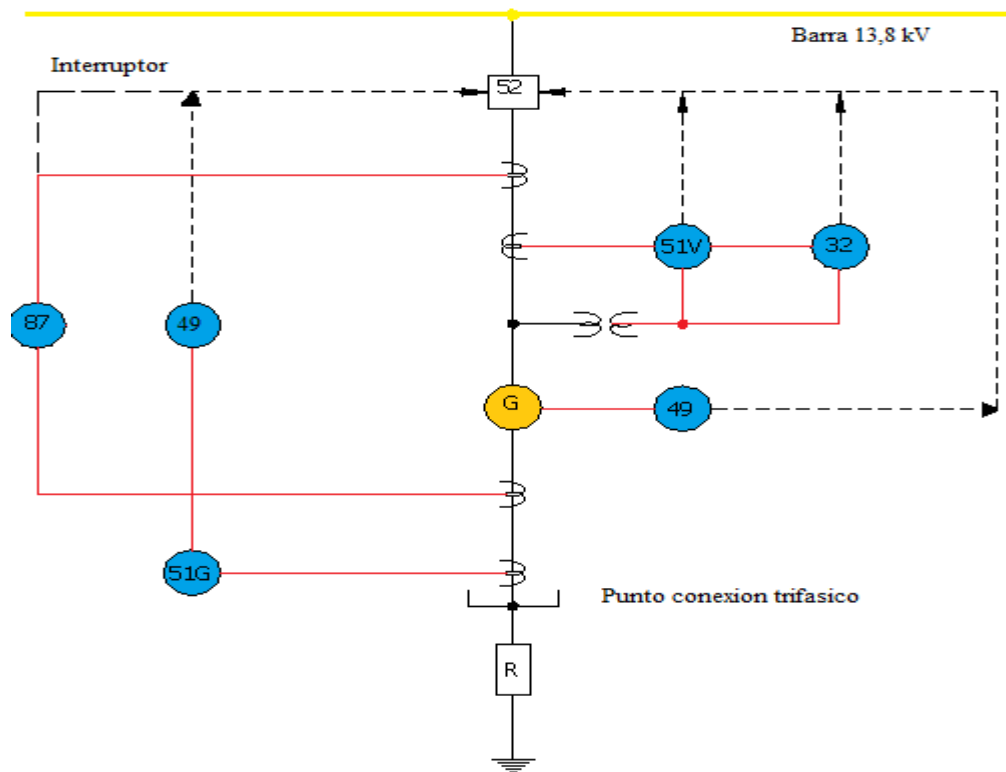


Figura 6. Esquema de protección de un generador hasta de 5 MVA. Fuente: (Ramírez, 2003) Adaptado por. A. Paternina 2019.

2.7 Protección de barras.

La barra es un elemento de gran importancia dentro del sistema de potencia, ya que es el punto donde coinciden los circuitos, como lo son transmisión, generación, distribución.

Ante una falla en barra esta es equivalente a muchas fallas simultáneas debido a la concurrencia de varios alimentadores, la magnitud de las corrientes de fallas es alta, cuando esto ocurre los interruptores más cercanos actúan para aislar del sistema la barra fallada, por esta razón las protecciones de barras deben ser alta velocidad para evitar la inestabilidad del sistema (Ramírez, 2003).

Las fallas en barras son principalmente ocasionadas por flameos en el equipo de alta tensión y por la separación de los cables en la subestación, algunas también son causadas por la

incorrecta operación de maniobra del equipo de puesta a tierra sobre las barras energizadas (error humano) (Ramírez, 2003).

El método de protección de barras más comúnmente empleado es el principio diferencial, en el cual la sumatoria de las corrientes que entran y salen de una barra debe ser cero. Ante una falla dentro de las zonas de las barras la corriente que entra a la zona de falla será mayor a la que sale, por lo tanto, operará la protección desconectando todos los interruptores que alimentan las barras (Martin, 1987).

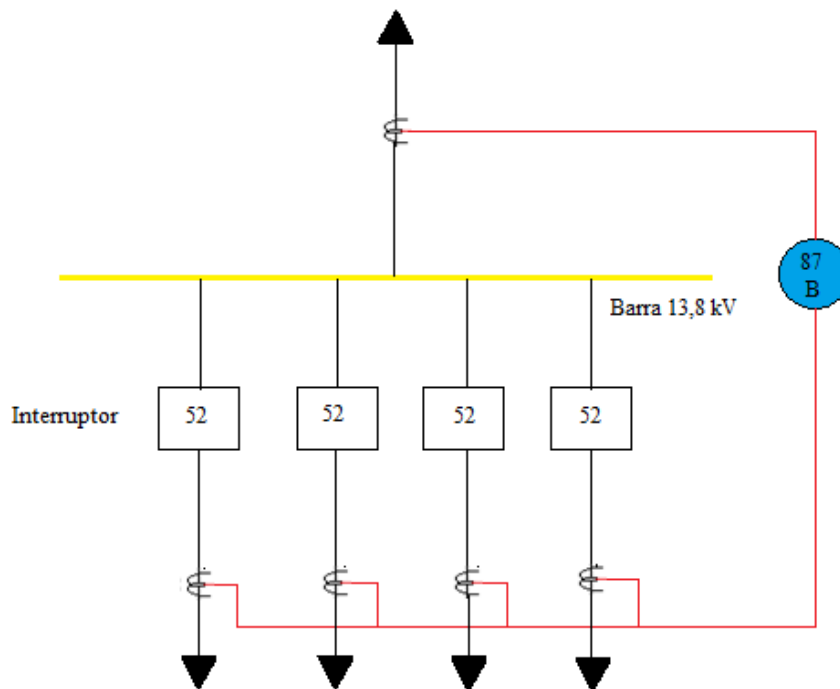


Figura 7. Esquema de protecciones en barra fuente: (Villegas, 2003) Adaptado por. A. Paternina 2019

2.7.1 Protección diferencial.

Su funcionamiento está basado en la comparación de las corrientes que entran y salen, cuando dos o más magnitudes eléctricas superan una cantidad determinada (Gers, 1993), los TC son conectados de tal forma que ellos forman un sistema de corriente circulante. Las fallas que se presentan en los terminales o los devanados están dentro de la zona de protección del

transformador, además protege contra cortocircuitos internos, protege contra cortocircuitos externos en su zona de operación, los disparos son suficientemente rápido (menor de 3 ciclos) y estos corresponden a fallas del propio transformador, esta protección también puede detectar y despejar fallas de aislamiento en los devanados del transformador. La protección diferencial se debe complementar con protecciones mecánicas y otras protecciones eléctricas. (Ramírez, 2003). En la figura 8 se observa un relevador diferencial.

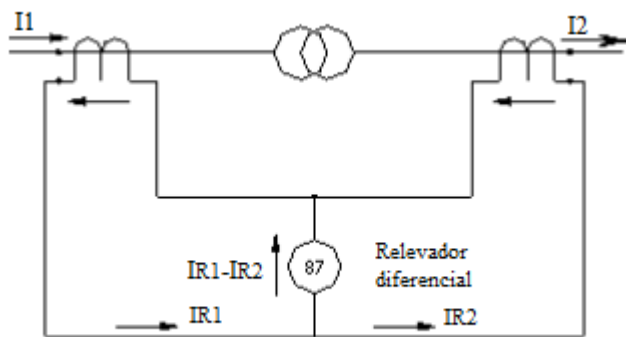


Figura 8. Relevador diferencial. Fuente: (Ramírez, 2003) Adaptado por. A. Paternina 2019.

2.8 Cálculo de cortocircuito.

El suministro continuo de energía eléctrica a equipos o dispositivos, debe ser confiable en un sistema eléctrico, el riesgo que se puede presentar en el servicio es el incremento de la corriente conocida como sobre corriente que se puede producir por una sobrecarga y por cortocircuito (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009), el cortocircuito es un efecto que se produce cuando los valores de impedancia en un punto específico disminuyen a valores cercanos a cero y debido a la diferencia de tensión que se presenta en el mismo punto, la magnitud de la corriente aumentará de manera abrupta (Std et al., 2001).

Existen varias maneras de originarse un cortocircuito, por ejemplo, la vibración del equipo que en algunas partes produce pérdidas de aislamiento, de esta manera los conductores quedan

expuestos hacer contacto entre sí o a tierra. También sería el caso de aisladores sucios ya sea por efectos de contaminación y presencia de lluvia o llovizna ligera, lo cual produce el flameo del conductor a la estructura (tierra) (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

En un circuito de distribución eléctrica los cortocircuitos se producen por averías en el aislamiento dieléctrico, ocasionado por algunos efectos como son:

- **Arco eléctrico.**

Este efecto se presenta a niveles de corrientes que llegan hasta miles de amperes el arco que se produce quema todo lo que encuentra durante su trayectoria, se puede decir que es parecido al arco ocasionado cuando se utiliza soldadura eléctrica.

- **Calentamiento.**

Cuando se presenta un cortocircuito con una gran magnitud de corriente, ocasiona efectos de calentamiento, esto presenta altas temperaturas que sobrepasan las temperaturas de trabajo en los conductores y pueden llegar a generar un incendio.

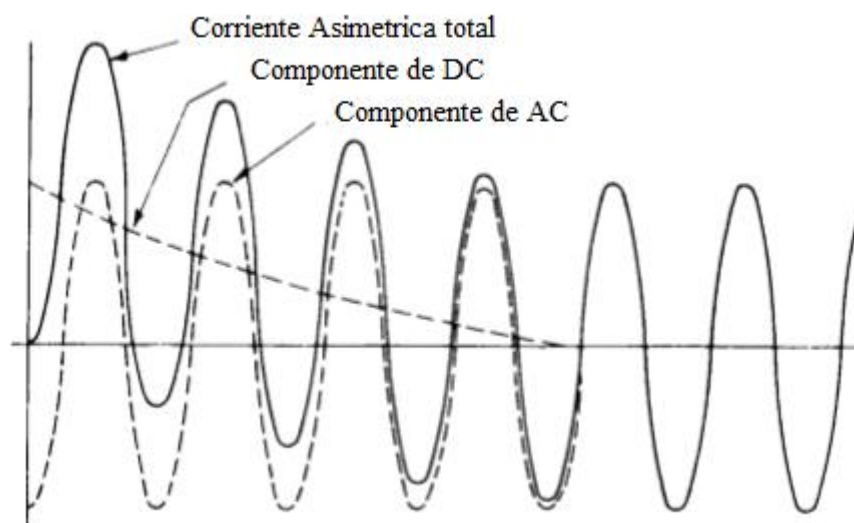
- **Esfuerzo mecánico.**

Esto se produce cuando en un campo magnético circula corrientes de cortocircuitos con altos niveles de amperes, el campo magnético se incrementa muchas veces ocasionando mayores esfuerzos magnéticos (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

Un tratamiento de fallas eléctricas, es necesario realizarlo en función del tiempo, desde que ocurre el evento en un tiempo $t = 0$, hasta la corriente alcanzar su estabilización. Para realizar el cálculo de esas corrientes de falla en el dominio del tiempo, se debe emplear la utilización de ecuaciones diferenciales (Gers, 1993).

No es posible afirmar en qué punto se aplicará la falla sobre el ciclo senoidal y, por tanto, la magnitud de componente DC que alcanzará. “Si el disparo del circuito, ocasionado por la falla, sucede cuando la componente senoidal está en su pico negativo, la componente DC alcanza su valor máximo teórico medio ciclo después” (Ramirez, 2003).

Generalmente, un análisis de cortocircuito se basa en componentes simétricas. Las fallas simétricas como son: fallas trifásicas y trifásicas a tierra, con impedancias simétricas de falla, dejan el sistema eléctrico balanceado y se pueden tratar utilizando una simple representación monofásica. Esta simetría se pierde cuando se presentan las fallas: línea a tierra, línea a línea y doble línea a tierra que son fallas asimétricas (Gers, 1993).



*Figura 9. Corriente de cortocircuito en función del tiempo. Fuente: (Mejia Romero & Roman Fabian, 2012)
Adaptado por J. Jiménez 2019.*

2.8.1 Tipos de fallas de cortocircuito.

Los tipos de fallas más representativos analizados en un cortocircuito son:

- **Fallas monofásicas.**

Ocorre cuando una fase entra en contacto a tierra o al neutro de un sistema. En sistemas donde el neutro es aislado la puesta a tierra no produce corrientes tan elevadas de cortocircuitos si no una corriente a tierra más baja con respecto a falla trifásicas (Sanchez Garrido, 1967). Esto se debe a una elevada impedancia a tierra que se presenta por el retorno de circuitos en el sistema (Farfan Colindres, 2003).

Se puede hacer uso de un resistor en ciertos circuitos para el límite de la corriente de falla a tierra. Lo norma es seleccionar un resistor que limite la corriente de 400 y 2000 amperios (Farfan Colindres, 2003).

- **Fallas bifásicas.**

El cortocircuito se presenta entre dos fases. La falla entre dos conductores o de fase a fase tiene lugar cuando se cortocircuitan dos conductores de fase de un sistema bifásico o trifásico. En los sistemas trifásicos que son los que nos interesan esta falla puede producirse ya sea que el sistema esté conectado en delta o en estrella (Sanchez Garrido, 1967).

En este caso la impedancia entre las fases en contacto es cero, aproximadamente el valor de la corriente es 87% esto en comparación con la presentada en un cortocircuito trifásico. Como el valor que alcanza la corriente es bajo, este valor no se tendrá en cuenta para el estudio de cortocircuito (Farfan Colindres, 2003).

- **Fallas bifásicas a tierra.**

Esta falla se presenta cuando entran en contacto dos fases y tierra, o cuando se encuentran con el neutro de un sistema bifásico o trifásico que se encuentra aterrizado, esta falla al igual que la anterior ocasionan el mismo efecto (Sanchez Garrido, 1967).

- **Fallas trifásicas.**

Este ocurre cuando existe un contacto entre las tres fases de un circuito presentando cero impedancias entre ellos. No es el más común, pero si el más grave por lo que se utiliza como base para realizar el estudio de cortocircuito (Farfan Colindres, 2003).

- **Fallas trifásicas a tierra.**

Se puede decir que no es común que se presente este tipo de fallas, se produce cuando los tres conductores fallan a tierra o que se produzca el arco o la caída de un cuerpo extraño sobre los tres conductores. En el área de la falla la tensión entre las fases disminuye a cero (Sanchez Garrido, 1967).

La corriente que circula durante un cortocircuito en cualquier punto de un sistema eléctrico está limitada por la impedancia de los circuitos y equipos desde la fuente, hasta el punto de origen de la falla (Ramirez, 2003).

2.8.2 Fuentes de corrientes de cortocircuito.

En la mayoría de los sistemas eléctricos industriales existen fuentes múltiples, estas fuentes suministran corriente a un cortocircuito, debido a que cada máquina rotatoria contribuye (Systems & Committee, 1993).

- **Alimentación externa.**

Esta fuente de energía, se puede decir que es la más grande para el cortocircuito. La fuente de energía es producida por los generadores que proveen la energía al sistema externo, el transformador de entrada, solo se encarga de transmitir la energía desde la fuente externa. Es de suma importancia saber la cantidad de energía que puede proveer este sistema externo. En estos

casos, el transformador se comporta como una impedancia en serie con la fuente externa (Farfan Colindres, 2003).

Existe otra forma de apreciar los cortocircuitos y es considerando la geometría de las fallas. La mayoría de los sistemas de energía de hoy en día son trifásicos e incluyen tres conductores y un neutro, el neutro puede o no llevar corriente todo depende de cómo estén las cargas en el sistema. La gravedad de la falla medida por la magnitud de la corriente de cortocircuito depende de la cantidad de conductores que estén relacionados en el cortocircuito; normalmente, la falla conocida como la más grave es la trifásica donde participan los tres conductores (Std et al., 2001).

- **Generadores.**

Los generadores son accionados ya sea por motores diésel, turbinas o alguna fuente motriz. Cuando se presenta un cortocircuito en el circuito en donde está conectado el generador, este continúa generando voltaje (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009). La corriente de cortocircuito empieza con un valor alto, pero luego ese valor baja a un estado estacionario tiempo después de presentarse el cortocircuito. Debido a que el generador síncrono sigue girando impulsado por su fuente principal y la excitación de su campo externa, la tensión que se genera produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud (Systems & Committee, 1993).

La mejor forma de analizar un cortocircuito trifásico en un generador que ya se encuentre descargado cuando se presenta la falla, es tomando la corriente en cada una de las fases con un oscilograma. “Como los voltajes generados en las fases de las máquinas trifásicas están desplazados a 120 grados eléctricos uno del otro”, el cortocircuito se presenta en distintos puntos de la onda de voltaje de cada fase. Debido a esto, la componente dc es diferente en cada fase (Grainger, John, Stevenson, 1996).

La corriente subtransitoria conocida también como corriente rms inicial simétrica; tiene la idea de despreciar la componente de cd, considerando el valor rms de la componente ca de corriente, en el instante, después de que ocurre la falla (Grainger, John, Stevenson, 1996).

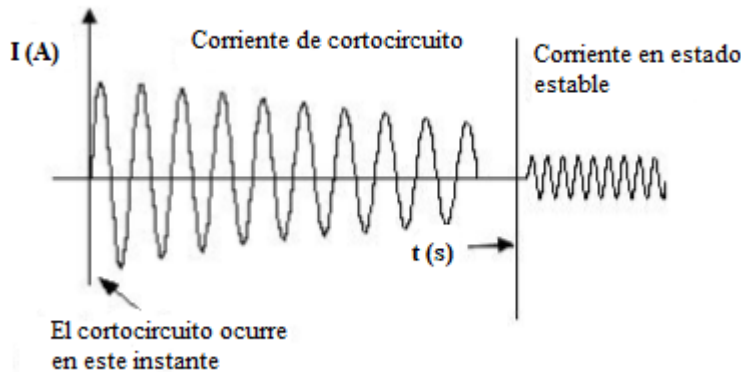


Figura 10. Corriente de cortocircuito producida por un generador. Fuente: (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009) Adaptado por J. Jiménez 2019.

“Una ecuación aproximada para el cálculo del valor efectivo de la corriente asimétrica total, incluidas las componentes AC y DC, con una exactitud aceptable se puede obtener de la siguiente expresión” (Ramirez, 2003).

$$I_{ms} = \sqrt{I^2_{DC} + I^2_{AC}}$$

- Motores sincrónicos.

Una de las fuentes de energía que puede ocasionar un cortocircuito son los motores sincrónicos que se utilizan para el movimiento de una carga rotatoria, estos motores al igual que el generador son excitados por una fuente DC. En los generadores el movimiento de rotación y la inercia del rotor lo mantienen en movimiento por unos segundos después de presentada la falla, en el caso de los motores sincrónicos tanto la inercia del rotor como la de la carga hacen que se produzca un movimiento en el motor, a este movimiento se le suma la excitación DC y esto

produce un comportamiento en el motor igual a un generador, todo esto contribuye a la corriente de cortocircuito. Motores y generadores tienen las mismas reactancias subtransitoria, transitorias y sincrónicas la diferencia son sus valores (Farfan Colindres, 2003).

Cuando se presenta el cortocircuito en el sistema el motor síncrono se comporta como un generador entregando corriente de cortocircuito, en lugar de tomar corriente de carga de él (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

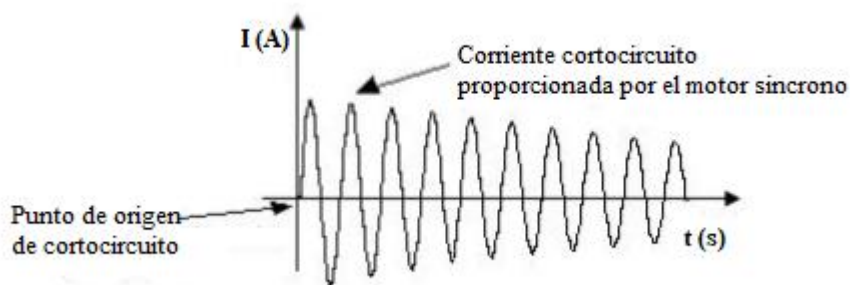


Figura 11. Corriente de cortocircuito en un motor síncrono. Fuente: (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009) Adaptado por j. Jiménez 2019.

- Motores de inducción.

En esta fuente de energía, el comportamiento ante un cortocircuito es parecido al de los motores sincrónicos, la diferencia es que estos motores no tienen excitación y tampoco bobinas en el rotor, pero si tienen devanados de amortiguamiento y por esto solo presentan reactancias subtransitoria (Farfan Colindres, 2003).

El campo del motor de inducción es producido por la inducción desde el estator. El flujo del motor se mantiene normal cuando el estator recibe una tensión de una fuente externa, sin embargo, si la fuente externa de tensión desaparece el flujo en el rotor no cambia enseguida (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

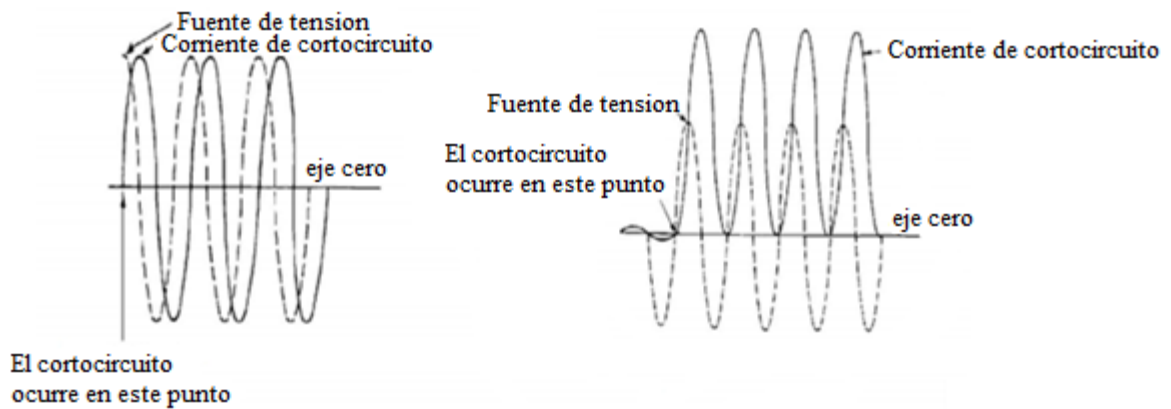


Figura a: no hay asimetría.

Figura b: máxima asimetría.

Figura 12. Nivel de asimetría de cortocircuito para un sistema puramente inductivo. Fuente: (Mejia Romero & Roman Fabian, 2012) Adaptado por J. Jiménez 2019.

2.8.3 Reactancias en máquinas rotatorias.

Se tiene en cuenta tres valores de reactancia para los generadores y motores, estas son, reactancia subtransitoria, transitoria y síncrona (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009).

a. Reactancia subtransitoria (X''_d): Es una reactancia aparente del devanado del estator en el momento en que se produce el cortocircuito, y desaparece pocos ciclos después de haberse presentado el cortocircuito.

b. Reactancia transitoria (X'_d): Esta reactancia la presenta la máquina luego del período subtransitorio, dependiendo de cómo este diseñada la máquina, el valor puede durar medio segundo o más.

c. Reactancia sincrónica (X_d): Es la reactancia que presenta la máquina en un estado estable, quiere decir luego de haber pasado el período transitorio y en efecto cuando la corriente de cortocircuito es estable. Debido a que esto ocurre varios segundos después de ocurrido el cortocircuito, no se tiene en cuenta en el cálculo de cortocircuito ya que la idea es despejar la falla antes de alcanzar este valor (Farfan Colindres, 2003).

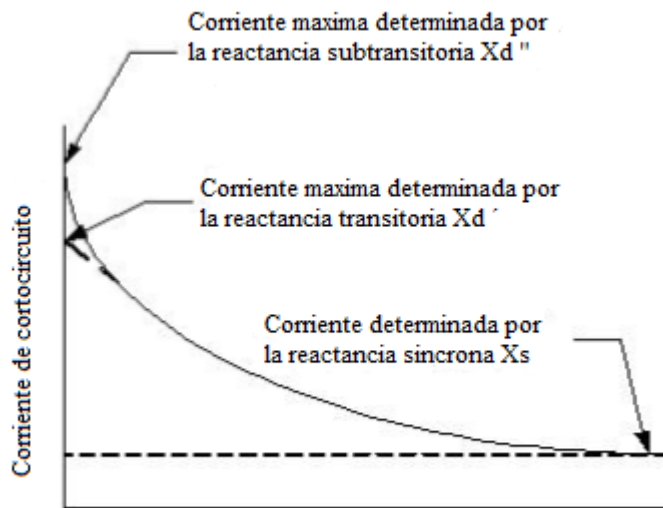


Figura 13. Variación de corriente de cortocircuito de una máquina rotatoria. Fuente: (Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, 2009) Adaptado por J. Jiménez 2019.

2.8.4 Estudio de cortocircuito.

“El estudio de cortocircuito es sumamente importante para determinar las magnitudes de corriente eléctrica durante una falla en un sistema eléctrico” (Mejia Romero & Roman Fabian, 2012). Para conocer y dimensionar las capacidades de interrupción de los dispositivos de protección es necesario realizar un estudio de cortocircuito.

Realizando el cálculo y conociendo las corrientes de cortocircuito se procede a seleccionar las protecciones adecuadas teniendo en cuenta tanto sus capacidades de interrupción como la corriente nominal, número de polos, espacio, costo, etc (Barrantes Quesada, 2014).

En la etapa de la planificación se puede realizar el estudio de cortocircuito con el propósito de ayudar a finalizar el diseño del sistema, y determinar los niveles de voltaje y especificación de los dispositivos.

Cabe mencionar transformadores, cables y conductores, que son elementos que intervienen al igual para los sistemas que ya existen, para los cuales es necesario el análisis. En los casos de una generación adicional, se les suman las cargas de motores en la red, que modifican el diseño del sistema, reorganizan los equipos de protección, verifican la adecuación de interruptores existentes, reubican equipos de distribución ya adquiridos para evitar gastos innecesarios etc (Ramos, 2015).

En los casos donde se origina una falla de gran tamaño, en el análisis se puede incluir un estudio de cortocircuito con el objetivo reforzar las condiciones en el sistema que llevaron a ocasionar la falla y así reducir la ocurrencia de esta (Ramos, 2015).

Los cortocircuitos más dañinos suelen ser algunas veces los trifásicos, por esto normalmente se debe realizar simulaciones para determinar las máximas magnitudes de las corrientes de falla (Ramos, 2015).

Un estudio de cortocircuitos realizado en un sistema eléctrico se basa en ayudar en las siguientes tareas:

- Cálculo de los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen por corrientes de falla, los cuales son necesarios para mejorar las condiciones en un sistema eléctrico y las capacidades en los equipos.

- Selección adecuada de los dispositivos eléctricos de protección.
- Ajuste y coordinación de relés de protección en un sistema eléctrico (Sebastian Cardenas, 2013).

Es importante tener presente las definiciones y los procedimientos para el cálculo de las corrientes de falla, ya que estos serán considerados para el ajuste de las protecciones, es necesario tener en cuenta que esos cálculos también se requieren para otras aplicaciones como, por ejemplo:

- Cálculo de la malla a tierra de las subestaciones.
- Seleccionar tamaño de los conductores y especificaciones de equipos.

Lo importante al realizar un estudio de cortocircuito es determinar la magnitud de las corrientes de falla en un sistema, en diversos intervalos de tiempo luego de presentarse una falla. La magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de alimentación luego de que ocurre la falla cambia con el tiempo hasta alcanzar un estado estable. Este comportamiento es debido a las características y dinámicas del sistema. En este lapso de tiempo, la función del sistema de protección es: detectar, interrumpir y aislar dichas fallas. Las condiciones impuestas a estos equipos dependen de la magnitud de la corriente, y a su vez del tiempo de aparecer la falla. Esto se realiza con los distintos tipos de fallas en diferentes lugares de todo el sistema. La información es utilizada para la selección de los fusibles, interruptores y especificación de los relés de protección (Ramos, 2015).

2.8.5 Principales razones para realizar estudio cortocircuito.

Verificar en los equipos presentes su capacidad de interrupción. Este análisis se utilizará como base para seleccionar los equipos de interrupción en la planificación del sistema en caso de realizar una ampliación.

Garantizar la debida operación de los equipos de protección ante una falla, y determinar ajustes de los mismos en el sistema (Ramos, 2015).

Determinar los efectos que generan las corrientes de falla en componentes del sistema, como cables, líneas, barras, transformadores y reactores durante el tiempo que ocurre la falla, el resultado de los esfuerzos mecánicos y térmicos obtenidos por las fallas, deben compararse con los que puedan soportar los equipos del sistema para periodos cortos (Ramos, 2015).

Realizar una evaluación de efectos de diferentes tipos de cortocircuitos que pueden tener sobre el perfil global de voltaje del sistema. Con esto se identificarán partes en el sistema donde las caídas de tensión sean inadmisibles.

Conceptualizar, diseñar y reforzar sistema de puesta a tierra de los neutros, y puesta a tierra de la subestación (Ramos, 2015).

Teniendo en cuenta lo antes mencionado, no siempre se pueden prevenir los cortocircuitos, pero en lo posible hay que tratar de mitigarlos hasta reducir sus efectos que pueden ser potencialmente dañinos (Ramos, 2015).

De modo que para realizar un diseño de subestaciones nuevas o redes eléctricas se debe, hacer el diseño del sistema, de manera que la ocurrencia de la falla de cortocircuito sea lo más cercano posible a cero (Ramos, 2015). Cuando hay un evento de cortocircuito el sistema debe contar con la capacidad para dominar la magnitud de las corrientes de falla y aislar, para no afectar la continuidad del servicio en el resto del sistema (Std et al., 2001). Es necesario hacer una buena inversión en equipos de interrupción en todos los niveles de tensión capaces de resistir corrientes de cortocircuitos y al mismo tiempo aislar el punto donde se encuentra la falla (Ramos, 2015).

Los principales dispositivos utilizados para protección contra sobre corrientes y cortocircuitos son: fusibles, disyuntores (interruptores de circuitos), y relés de protección (Sebastian Cardenas, 2013).

Capítulo III.

3. Metodología

En este capítulo se presenta la metodología utilizada para la realización del estudio de coordinación de protecciones en la empresa Tecnoglass S.A, para un mejor desarrollo se ha dividido en varias etapas:

Etapas 1: Recolección de información

En la primera etapa, se inicia con la recolección de información y datos de equipos y dispositivos utilizados en el sistema eléctrico real, que influyen en el funcionamiento y desarrollo productivo de la empresa, sobre el cual se realiza el estudio, y criterios utilizados para alcanzar los objetivos de este trabajo.

Etapas 2: Simulación del diagrama Tecnoglass S.A

En la segunda etapa se realiza la simulación del diagrama unifilar de la empresa Tecnoglass S.A, por medio del análisis de flujo de carga y simulación de cortocircuito en barras a través del software NEPLAN 5.35 con la finalidad de identificar los puntos críticos, afectados ante un evento de falla.

Etapas 3: Estudio de coordinación de protecciones

En la tercera etapa se procede a realizar el estudio de coordinación de protecciones en la empresa Tecnoglass S.A. considerando variaciones en los escenarios de carga del sistema

(unidades de generación) y se consideran las protecciones instaladas en cada una de las subestaciones de la compañía.

3.1 Primera etapa: recopilación de datos

Toda la información presentada ha sido tomada bajo la autorización, aprobación y supervisión de la empresa Tecnoglass S.A.

3.1.1 Sistema eléctrico industrial de distribución de Tecnoglass S.A.S

El sistema de distribución eléctrico de la empresa Tecnoglass S.A, está compuesto por una subestación principal de distribución que está alimentada por una línea de 13.2 kV que proviene de la subestación Las Flores, también se encuentran sincronizadas con la red 5 generadores a gas a 13,2kV y 1 generador a gas a 480V con diferentes capacidades, que se presenta en la tabla 2.

Tabla 19.

Generadores a Gas.

Generadores a gas Nombre	potencia(kW)	tensión(V)	reactancias(%)	cos(phi)
G01	1750	13200	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9
G02	1750	13200	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9
G03	1750	13200	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9
G04	2000	13200	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9
G05	1100	480	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9
G06	1750	13200	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9

Nota: se presentan los Generadores a gas en la empresa Tecnoglass S.A, por J. Jiménez 2019.

Además, el sistema cuenta con 3 generadoras diésel de respaldo cuando se presenta ausencia total de la red, que entran en re-sincronismo con las 6 a gas para abastecer la demanda de la empresa, estas se encuentran interconectadas en puntos específicos como son: Generador diésel 1 (GD1) en subestación FC 5 y FC 8, generador diésel 2 (GD2) en subestación FC 1000, y generador diésel 3 (GD3) en subestación FC 4. En la tabla 3 se encuentran las especificaciones de estos generadores diésel.

Tabla 20.

Generadores Diésel.

Generadores Diésel				
Nombre	potencia(kW)	tensión(V)	reactancias(%)	cos(phi)
GD1	1500	440	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9
GD2	1500	440	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9
GD3	1500	440	Xd sat = 200 X'd sat = 120 X'' d sat = 20	0,9

Nota: se presentan los generadores auxiliares diésel en la empresa Tecnoglass S.A, por J. Jiménez 2019.

De la subestación principal de distribución se derivan 12 subestaciones de transformación FC4, FC6, FC7, FC8, FC9, ESW, ECOMAX, ALUTION, PRENSA, SOLARTEC, ANODIZADO, FC MIL, de nivel de tensión de 13,2kV/440V/220V que suministran la energía a máquinas y equipos encargados del proceso productivo de la planta.

Se tomaron los datos de las placas de características de los transformadores, celdas de protecciones, máquinas de producción que componen el sistema eléctrico de la empresa, en algunos casos se tomaron consumos de trabajo de las cargas para calcular su potencia.

3.2 Segunda etapa: simulación del diagrama Tecnoglass S.A

Se procede a modelar el diagrama unifilar de la empresa Tecnoglass S.A en el software Neplan 5,35, simulando flujo de carga y cortocircuito en los diferentes tipos de falla para analizar el comportamiento de equipos y elementos instalados actualmente en la empresa. Se realizan las pruebas de cortocircuito mediante 7 escenarios distintos. En la tabla 4 se observan los distintos escenarios.

Tabla 21.

Escenarios Presentados en Tecnoglass S.A.

ESCENARIOS	DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS
Escenario 1	Equivalente de red + G01 en servicio.
Escenario 2	Equivalente de red + G01, G02 en servicio.
Escenario 3	Equivalente de red + G01, G02, G03, en servicio.
Escenario 4	Equivalente de red + G01, G02, G03, G04, en servicio.
Escenario 5	Equivalente de red + G01, G02, G03, G04 en servicio.
Escenario 6	Equivalente de red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio.
Escenario 7	G01, G02, G03, G04, G05, G06 + generadores auxiliares GD1, GD2, GD3 sin equivalente de red

Nota: se presentan los escenarios simulados en los diferentes tipos de cortocircuitos. Por J. Jiménez 2019.

3.3 Tercera etapa: Estudio de coordinación de protecciones

Con los resultados obtenidos durante la segunda etapa, se procede a realizar la coordinación de protecciones, se realiza un cuadro comparativo con las protecciones instaladas y las protecciones

recomendadas, para evaluar que protecciones cumplen según lo establecido en la sección 240 de la NTC 2050. Protección contra sobre corriente.

Capítulo IV.

4. Resultados

Se analiza el flujo de carga del sistema eléctrico de la empresa Tecnoglass S.A, donde se reflejan los elementos sobrecargados del sistema, al igual que se evalúan los niveles de cortocircuito en los diferentes tipos de falla como son trifásica, monofásica, bifásica y bifásica a tierra a niveles de tensión de 0,44kV y 0,22kV y se determina la corriente inicial de cortocircuito $I_{k''}$, a continuación, se muestran los resultados obtenidos en el estudio.

4.1 Análisis de flujo de carga

Se realiza el flujo de carga del sistema eléctrico de la empresa Tecnoglass S.A, compuesto de 23 nodos de niveles de tensión de 0.44kV, 0.22 kV para observar las condiciones reales de operación del sistema y características de equipos y elementos que lo componen. Al correr el flujo de carga se realiza la simulación en las condiciones normales de operación del sistema en la empresa, como es el escenario 6 (equivalente de red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio). Con la finalidad de determinar los elementos sobrecargados en el sistema. Como se puede observar en la tabla 5 se muestran los elementos sobrecargados como son algunos transformadores bidevanados TR-8 de 2500 kVA y TR-11 de 630 kVA son lo de mayor sobrecarga con un porcentaje de sobrecarga de 198,82 y 185,01 respectivamente.

Tabla 22.

Flujo de Carga de Transformadores.

TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS			
Elementos	Tipo	Potencia (KVA)	%Sobrecarga
TR-2	Transformador 2 dev.	2000	138,81
TR-4	Transformador 2 dev.	2500	104,61
TR-8	Transformador 2 dev.	2500	198,82
TR-11	Transformador 2 dev.	630	185,01
TR-13	Transformador 2 dev.	2500	157,43
TR-15	Transformador 2 dev.	2000	105,13
TR-16	Transformador 2 dev.	400	107,21
TR-17	Transformador 2 dev.	2500	120,46
TR-19	Transformador 2 dev.	630	115,62

Nota: se presentan los transformadores sobrecargados en el sistema eléctrico de la empresa Tecnoglass S.A por J. Jiménez 2019.

4.2 Análisis de cortocircuito

Se evalúa el nivel de cortocircuito con la simulación del sistema eléctrico de la empresa, con los datos y características reales de operación de cada uno de los elementos, para esta evaluación, se realizan simulaciones con distintos escenarios en los diferentes tipos de falla para así observar en cual es más vulnerable y en cual la corriente de cortocircuito es mayor, con el resultado obtenido se llega al nodo más crítico que está determinado por el aumento considerable de la corriente de cortocircuito.

A continuación, se relacionan los resultados obtenidos de los niveles de corriente de cortocircuito en el sistema eléctrico de la empresa Tecnoglass S.A a través del software Neplan 5,35.

En los resultados obtenidos en el sistema se analiza el comportamiento de las corrientes de cortocircuito en cada uno de los nodos presentando corrientes máximas y mínimas. Se relacionan a continuación los resultados obtenidos en los diferentes tipos de falla.

En la figura 14 se observa la corriente de cortocircuito más alta en los diferentes tipos de falla en comparación con los demás nodos, el nodo 17 subestación solartec 0,44kV con un valor $I_k'' = 77,93 \text{ kA}$

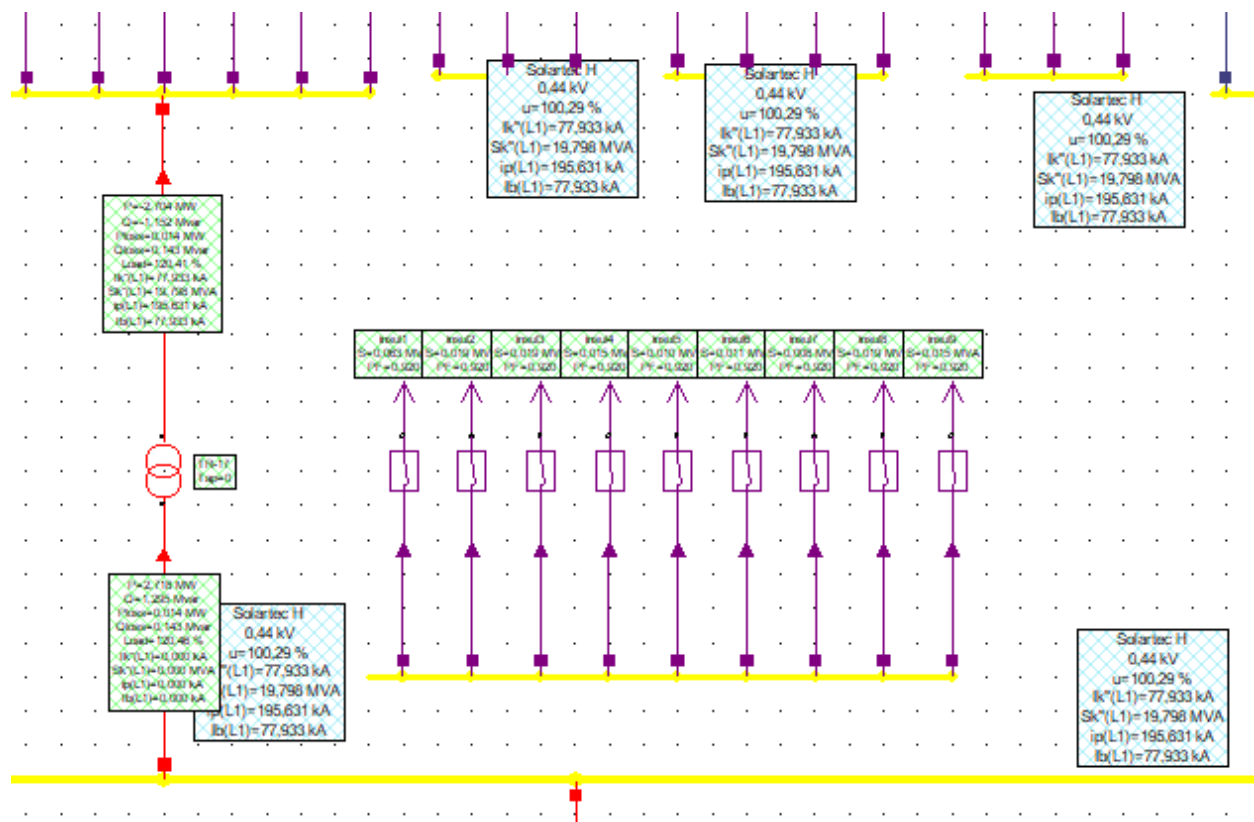


Figura 14. Corriente de cortocircuito monofásica en nodo 17. Por. A. Paternina, 2019.

En la figura 15 se puede observar la corriente de cortocircuito trifásico en el nodo 13 (S/E PPAL) con un valor $I_k = 23,735 \text{ kA}$ cuando todo el sistema está en servicio normal de operación (escenario 6) lo que muestra que el equivalente de red está aportando una corriente de cortocircuito.

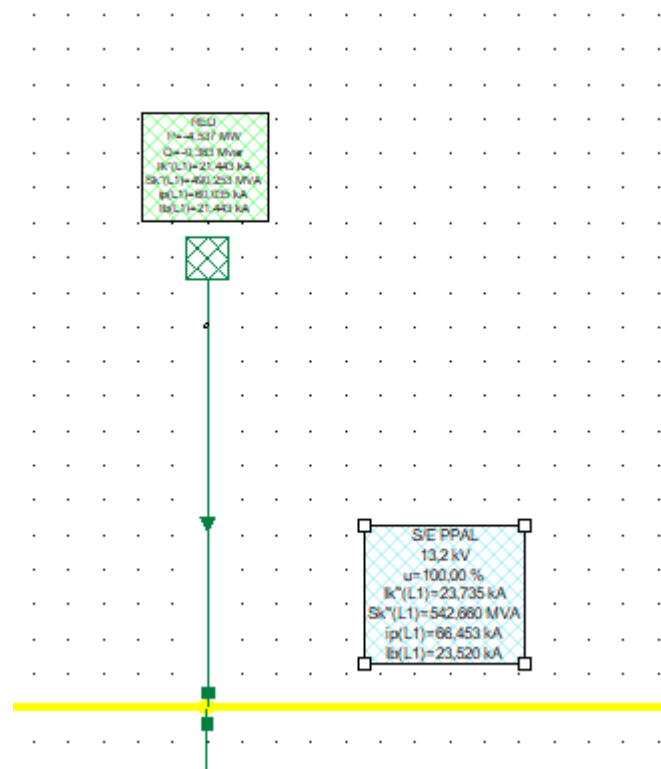


Figura 15. Corriente de cortocircuito trifásica en el nodo 13 cuando todo el sistema está en servicio. A. Paternina, 2019.

Al analizar cada uno de los escenarios se observa que en el escenario 6 es donde la corriente de cortocircuito es mayor y en el escenario 7 la corriente de cortocircuito es menor en cada uno de los nodos en los diferentes tipos de cortocircuito.

Las Tablas 6 y 7 se observan los niveles de corriente de cortocircuito monofásica y sus magnitudes expresadas en valores por unidad de los nodos, a una tensión de $0,44 \text{ kV}$ y $0,22 \text{ kV}$ en

los 7 escenarios, el valor de las corrientes máximas y mínimas de cada nodo. En el escenario 7 se observan las corrientes de cortocircuito más bajas del todo el sistema, esto debido a que el equivalente de red está fuera de servicio, lo que significa que el equivalente de red aporta una corriente de cortocircuito. En el nodo 23 (FC mil 220) se encuentra la corriente más baja en comparación con los demás nodos con un valor de $I_k = 4,278 \text{ kA}$.

.

Tabla 23.

Niveles de Corrientes de Cortocircuito Monofásico.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4	escenario 5	escenario 6	escenario 7	Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		KA	KA	KA	KA	KA	KA	KA	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	69,42	69,47	69,51	69,56	69,58	69,63	31,62	0,44	58,35	21,25
N2	FC7 440	66,1	66,14	66,19	66,23	66,25	66,29	30,91	0,44	55,64	20,88
N3	FC7 220	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,31	13,43	0,22	12,72	10,59
N4	Prensa 220	15,74	15,75	17,75	15,75	15,75	15,75	13,86	0,22	13,13	10,97
N5	Esw	37,11	37,12	37,13	37,13	37,14	37,14	27,75	0,22	31,87	21,2
N6	FC8 440	73,97	74,03	74,08	74,15	74,17	74,22	32,74	0,44	61,87	21,82
N7	FC8 220	15,81	15,82	15,82	15,82	15,82	15,82	13,93	0,22	13,21	11,05
N8	FC9 220	5,669	5,669	5,67	5,67	5,67	5,67	5,382	0,22	4,847	4,492
N9	FC9 440	75,15	75,21	75,27	75,33	75,36	75,41	31,12	0,44	62,82	20,57
N10	FC4 220	24,36	24,36	24,36	24,36	24,36	24,36	24,09	0,22	20,69	20,36
N11	Alution 440	13,45	13,45	13,45	13,46	13,46	13,46	10,92	0,44	11,58	8,604
N12	Ecomax 440	17,24	17,24	17,24	17,25	17,25	17,25	13,29	0,44	14,81	10,27
N13	S/E ppal	5,473	5,569	5,665	5,774	6,682	6,775	0,955	13,2	19,95	1,056
N14	FC4 440	50,1	50,13	50,15	50,15	50,18	50,2	31,24	0,44	43,43	22,62
N15	Alution 220	6,358	8,358	8,358	8,359	8,359	8,359	7,797	0,22	6,556	5,971
N16	EComax 220	17,24	20,46	20,46	20,47	20,47	20,47	17,25	0,22	14,64	11,89
N17	Solartec 440	77,65	77,72	77,78	77,85	77,87	77,93	32,2	0,44	64,92	21,29
N18	FC6 440	40,2	40,22	40,23	40,25	40,26	40,27	23,75	0,44	34,21	16,91
N19	Anodizado 440	53,3	53,32	53,35	53,38	53,39	53,42	27,79	0,44	45,1	19,2
N20	Anodizado 220	9,888	9,889	9,889	9,89	9,89	9,89	9,113	0,22	8,302	7,386
N21	SOLartec 220	9,003	9,005	9,006	9,006	9,006	9,007	8,378	0,22	7,66	6,897
N22	FC mil 440	71,1	71,15	71,21	71,27	71,29	71,34	32,26	0,44	59,55	21,6
N23	FC mil 220	5,365	5,365	5,365	5,365	5,365	5,365	5,119	0,22	4,584	4,278

Nota: se presentan los niveles de corriente de cortocircuito monofásico 0,44kV y 0,22 kV. Elaborado por, A. Paternina. 2019

Tabla 24.

Magnitudes de Corrientes de Cortocircuito Monofásico.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4	escenario 5	escenario 6	escenario 7	Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	0,996	0,997	0,998	0,998	0,999	1	0,454	0,44	69,63	31,62
N2	FC7 440	0,997	0,997	0,998	0,999	0,999	1	0,466	0,44	66,29	30,21
N3	FC7 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,877	0,22	15,31	13,43
N4	Prensa 220	0,999	1	1	1	1	1	0,88	0,22	15,75	13,86
N5	Esw	0,999	0,999	0,999	0,999	1	1	0,747	0,22	37,14	27,75
N6	FC8 440	0,996	0,997	0,998	0,999	0,999	1	0,441	0,44	74,22	32,74
N7	FC8 220	0,999	1	1	1	1	1	0,88	0,22	15,82	13,93
N8	FC9 220	0,999	0,999	1	1	1	1	0,949	0,22	5,67	5,382
N9	FC9 440	0,996	0,997	0,998	0,998	0,999	1	0,412	0,44	75,41	31,12
N10	FC4 220	1	1	1	1	1	1	0,988	0,22	24,36	24,09
N11	Alution 440	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,811	0,44	13,46	10,92
N12	Ecomax 440	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,77	0,44	17,25	13,29
N13	S/E ppal	0,807	0,821	0,836	0,852	0,986	1	0,14	13,2	6,775	0,955
N14	FC4 440	0,998	0,998	0,999	0,999	0,999	1	0,622	0,44	50,2	31,24
N15	Alution 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,932	0,22	8,359	7,797
N16	EComax 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,842	0,22	20,47	17,25
N17	Solartec 440	0,996	0,997	0,998	0,998	0,999	1	0,413	0,44	77,93	32,2
N18	FC6 440	0,998	0,998	0,999	0,999	0,999	1	0,589	0,44	40,27	23,75
N19	Anodizado 440	0,997	0,998	0,998	0,999	0,999	1	0,52	0,44	53,42	27,79
N20	Anodizado 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,921	0,22	9,89	9,113
N21	SOLartec 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,93	0,22	9,007	8,378
N22	FC mil 440	0,996	0,997	0,998	0,999	0,999	1	0,452	0,44	71,34	32,26
N23	FC mil 220	1	1	1	1	1	1	0,954	0,22	5,365	5,119

Nota: se presentan las magnitudes de corrientes de cortocircuito monofásico en valores por unidad 0,44kV y 0,22kV. Elaborado por, J. Jiménez 2019

Las tablas 8 y 9 se observan los niveles de corrientes de cortocircuitos trifásica y sus magnitudes expresadas en valores por unidad, al igual que en la falla monofásica el escenario 6 presenta los valores más altos de corriente y el escenario 7 las corrientes más bajas, el nodo 17 es

el nodo con mayor corriente de cortocircuito con un valor de $I_k = 75,21\text{kA}$ y el nodo 13 la corriente más baja con un valor de $I_k = 1,056\text{kA}$.

Tabla 25.

Niveles de Corrientes de Cortocircuito Trifásico.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4	escenario 5	escenario 6	escenario 7	Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		KA	KA	KA	KA	KA	KA	KA	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	67,02	67,15	67,27	67,4	67,45	67,56	42,64	0,44	58,35	21,25
N2	FC7 440	63,92	64,04	64,15	64,27	64,31	64,42	41,36	0,44	55,64	20,88
N3	FC7 220	14,68	14,68	14,69	14,69	14,69	14,69	13,77	0,22	12,72	10,59
N4	Prensa 220	15,15	15,15	15,16	15,16	15,16	15,16	14,23	0,22	13,13	10,97
N5	Esw	36,74	36,76	36,78	36,8	36,81	36,83	31,53	0,22	31,87	21,2
N6	FC8 440	71,01	71,16	71,31	71,48	71,53	71,67	51,37	0,44	61,87	21,82
N7	FC8 220	15,25	15,25	15,25	15,26	15,26	15,26	14,65	0,22	13,21	11,05
N8	FC9 220	5,596	5,596	5,597	5,597	5,597	5,597	5,453	0,22	4,847	4,492
N9	FC9 440	72,09	72,25	72,41	72,58	72,64	72,78	43,11	0,44	62,82	20,57
N10	FC4 220	23,48	23,48	23,49	23,5	23,5	23,51	21,86	0,22	20,69	20,36
N11	Alution 440	13,36	13,36	13,37	13,37	13,37	13,38	11,99	0,44	11,58	8,604
N12	Ecomax 440	17,08	17,09	17,1	17,11	17,11	17,12	14,91	0,44	14,81	10,27
N13	S/E ppal	21,85	22,27	22,68	23,15	23,32	23,73	3,317	13,2	19,95	1,056
N14	FC4 440	49,18	49,25	49,32	49,4	49,43	49,49	43,55	0,44	43,43	22,62
N15	Alution 220	7,568	7,569	7,57	7,571	7,571	7,572	7,332	0,22	6,556	5,971
N16	EComax 220	16,9	16,9	16,91	16,91	16,91	16,92	15,7	0,22	14,64	11,89
N17	Solartec 440	74,51	74,67	74,83	75,01	75,07	75,21	44,59	0,44	64,92	21,29
N18	FC6 440	39,39	39,43	39,47	39,52	39,53	71,67	29,48	0,44	34,21	16,91
N19	Anodizado 440	51,87	51,95	52,02	52,1	52,13	52,19	35,96	0,44	45,1	19,2
N20	Anodizado 220	9,583	9,585	9,586	9,587	9,588	9,589	9,207	0,22	8,302	7,386
N21	SOLartec 220	8,842	8,843	8,844	8,845	8,845	8,846	8,531	0,22	7,66	6,897
N22	FC mil 440	68,36	68,5	68,64	68,8	68,85	68,98	50,51	0,44	59,55	21,6
N23	FC mil 220	5,291	5,292	5,292	5,293	5,293	5,293	5,216	0,22	4,584	4,278

Nota: se presentan los niveles de corrientes de cortocircuito trifásico 0,44kV y 0,22kV. Elaborado por J. Jiménez 2019

Tabla 26.

Magnitudes de Corriente Trifásico.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4	escenario 5	escenario 6	escenario 7	Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	0,991	0,995	0,995	0,997	0,998	1	0,631	0,44	67,56	42,64
N2	FC7 440	0,992	0,994	0,995	0,997	0,998	1,0000	0,642	0,44	64,42	41,36
N3	FC7 220	0,999	0,999	1	1	1	1	0,937	0,22	14,69	13,77
N4	Prensa 220	0,997	0,999	1	1	1	1	0,938	0,22	15,16	14,23
N5	Esw	0,997	0,998	0,998	0,999	0,999	1	0,856	0,22	36,83	31,53
N6	FC8 440	0,99	0,992	0,995	0,997	0,998	1	0,716	0,44	71,67	51,37
N7	FC8 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,96	0,22	15,26	14,65
N8	FC9 220	0,999	0,999	1	1	1	1	0,974	0,22	5,597	5,453
N9	FC9 440	0,99	0,992	0,994	0,997	0,998	1	0,592	0,44	72,78	43,11
N10	FC4 220	0,998	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,929	0,22	23,51	21,86
N11	Alution 440	0,998	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,896	0,44	13,38	11,99
N12	Ecomax 440	0,998	0,998	0,999	0,999	0,999	1	0,871	0,44	17,12	14,91
N13	S/E ppal	0,921	0,938	0,955	0,975	0,982	1	0,139	13,2	23,73	3,317
N14	FC4 440	0,993	0,995	0,996	0,998	0,998	1	0,88	0,44	49,49	43,55
N15	Alution 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,968	0,22	7,572	7,332
N16	EComax 220	0,998	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,928	0,22	16,92	15,7
N17	Solartec 440	0,99	0,992	0,995	0,997	0,998	1	0,592	0,44	75,21	44,59
N18	FC6 440	0,995	0,996	0,997	0,998	0,999	1	0,745	0,44	39,57	29,48
N19	Anodizado 440	0,993	0,995	0,996	0,998	0,998	1	0,689	0,44	52,19	35,96
N20	Anodizado 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,96	0,22	9,589	9,207
N21	SOLartec 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,964	0,22	8,846	8,531
N22	FC mil 440	0,991	0,993	0,995	0,997	0,999	1	0,732	0,44	68,98	50,51
N23	FC mil 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,985	0,22	5,293	5,216

Nota: se presentan las magnitudes de corrientes de cortocircuito trifásico en valores por unidad 0,44kV y 0,22kV. Elaborado por J. Jiménez 2019

Las tablas 10 y 11 se presentan los niveles de corriente de cortocircuito bifásica y sus magnitudes en valores por unidad en donde se aprecian las corrientes máximas y mínimas. En este tipo de falla se observa que las corrientes son menores en comparación con los otros tipos de

falla esto debido a que la impedancia entre las fases en contacto es cero. El nodo 17 presenta la corriente más alta con un valor $I_k = 64,92\text{kA}$ y el nodo 23 la más baja con un valor $I_k = 4,278\text{kA}$

Tabla 27.

Niveles de Corrientes de Cortocircuito Bifásico.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1 escenario 2 escenario 3 escenario 4 escenario 5 escenario 6 escenario 7							Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		KA	KA	KA	KA	KA	KA	KA	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	58,09	58,15	58,21	58,27	58,29	58,35	21,25	0,44	58,35	21,25
N2	FC7 440	55,41	55,46	55,21	55,57	55,59	55,64	20,88	0,44	55,64	20,88
N3	FC7 220	12,71	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72	10,59	0,22	12,72	10,59
N4	Prensa 220	13,12	13,12	13,12	13,13	13,13	13,13	10,97	0,22	13,13	10,97
N5	Esw	31,83	31,84	31,85	31,85	31,86	31,87	21,2	0,22	31,87	21,2
N6	FC8 440	61,56	61,63	61,7	61,78	61,8	61,87	21,82	0,44	61,87	21,82
N7	FC8 220	13,21	13,21	13,21	13,21	13,21	13,21	11,05	0,22	13,21	11,05
N8	FC9 220	4,846	4,846	4,847	4,847	4,847	4,847	4,492	0,22	4,847	4,492
N9	FC9 440	62,5	62,57	62,65	62,73	62,75	62,82	20,57	0,44	62,82	20,57
N10	FC4 220	20,69	20,69	20,69	20,69	20,69	20,69	20,36	0,22	20,69	20,36
N11	Alution 440	11,57	11,57	11,57	11,58	11,58	11,58	8,604	0,44	11,58	8,604
N12	Ecomax 440	14,8	14,8	14,81	14,81	14,81	14,81	10,27	0,44	14,81	10,27
N13	S/E ppal	19,09	19,29	19,48	19,69	19,77	19,95	1,056	13,2	19,95	1,056
N14	FC4 440	43,31	43,34	43,37	43,4	43,41	43,43	22,62	0,44	43,43	22,62
N15	Alution 220	6,555	6,555	6,555	6,556	6,556	6,556	5,971	0,22	6,556	5,971
N16	EComax 220	14,64	14,64	14,64	14,64	14,64	14,64	11,89	0,22	14,64	11,89
N17	Solartec 440	64,59	64,67	64,74	64,82	64,85	64,92	21,29	0,44	64,92	21,29
N18	FC6 440	34,13	34,15	34,17	34,19	34,2	34,21	16,91	0,44	34,21	16,91
N19	Anodizado 440	44,95	44,99	45,02	45,06	45,07	45,1	19,2	0,44	45,1	19,2
N20	Anodizado 220	8,3	8,3	8,301	8,302	8,302	8,302	7,386	0,22	8,302	7,386
N21	Solartec 220	7,658	7,658	7,659	7,652	7,652	7,66	6,897	0,22	7,66	6,897
N22	FC mil 440	59,26	59,33	59,39	59,46	59,49	59,55	21,6	0,44	59,55	21,6
N23	FC mil 220	4,583	4,583	4,583	4,583	4,583	4,584	4,276	0,22	4,584	4,278

Nota: se presentan los niveles de corrientes de cortocircuito bifásico 0,44kV y 0,22kV. Elaborado por J. Jiménez 2019

Tabla 28.

Magnitudes de Corrientes de Cortocircuito Bifásico.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4	escenario 5	escenario 6	escenario 7	Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	0,995	0,997	0,997	0,998	0,998	1	0,364	0,44	58,35	21,25
N2	FC7 440	0,995	0,996	0,997	0,998	0,999	1	0,375	0,44	55,64	20,88
N3	FC7 220	0,999	1	1	1	1	1	0,832	0,22	12,72	10,59
N4	Prensa 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,835	0,22	13,13	10,97
N5	Esw	0,998	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,665	0,22	31,87	21,2
N6	FC8 440	0,994	0,996	0,997	0,998	0,998	1	0,352	0,44	61,87	21,82
N7	FC8 220	1	1	1	1	1	1	0,836	0,22	13,21	11,05
N8	FC9 220	0,999	0,999	1	1	1	1	0,926	0,22	4,847	4,492
N9	FC9 440	0,994	0,996	0,997	0,998	0,998	1	0,327	0,44	62,82	20,57
N10	FC4 220	1	1	1	1	1	1	0,984	0,22	20,69	20,36
N11	Alution 440	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,743	0,44	11,58	8,604
N12	Ecomax 440	0,999	0,999	1	1	1	1	0,693	0,44	14,81	10,27
N13	S/E ppal	0,956	0,966	0,976	0,986	0,99	1	0,052	13,2	19,95	1,056
N14	FC4 440	0,997	0,997	0,998	0,999	0,999	1	0,52	0,44	43,43	22,62
N15	Alution 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,91	0,22	6,556	5,971
N16	EComax 220	1	1	1	1	1	1	0,812	0,22	14,64	11,89
N17	Solartec 440	0,994	0,996	0,997	0,998	0,998	1	0,327	0,44	64,92	21,29
N18	FC6 440	0,997	0,998	0,998	0,999	0,999	1	0,494	0,44	34,21	16,91
N19	Anodizado 440	0,996	0,997	0,998	0,999	0,999	1	0,425	0,44	45,1	19,2
N20	Anodizado 220	0,999	0,999	0,998	1	1	1	0,889	0,22	8,302	7,386
N21	Solartec 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,9	0,22	7,66	6,897
N22	FC mil 440	0,995	0,996	0,997	0,998	0,998	1	0,362	0,44	59,55	21,6
N23	FC mil 220	0,99978	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,933	0,22	4,584	4,278

Nota: se presentan las magnitudes de corrientes de cortocircuito bifásico en valores por unidad 0,44kV y 0,22kV. Elaborado por. J Jiménez 2109

Las tablas 12 y 13 se aprecian los valores de corrientes de cortocircuito bifásico a tierra y sus magnitudes expresadas en valores por unidad. En este tipo de falla el nodo que presenta la

corriente de cortocircuito más alta es el nodo 17 con un valor de $I_k = 77,01\text{kA}$ y la corriente más baja es en el nodo 23 con un valor de $I_k = 5,198\text{kA}$.

Tabla 29.

Niveles de Corriente de Cortocircuito Bifásico a Tierra.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1 escenario 2 escenario 3 escenario 4 escenario 5 escenario 6 escenario 7							Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		KA	KA	KA	KA	KA	KA	KA	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	68,16	68,24	68,33	68,42	68,45	68,53	47,42	0,44	58,35	21,25
N2	FC7 440	64,96	65,04	65,11	65,2	65,23	65,3	45,65	0,44	55,64	20,88
N3	FC7 220	15,01	15,01	15,01	15,02	15,02	15,02	13,91	0,22	12,72	10,59
N4	Prensa 220	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47	14,34	0,22	13,13	10,97
N5	Esw	36,91	36,92	36,93	36,95	36,95	36,97	31,21	0,22	31,87	21,2
N6	FC8 440	72,44	72,54	72,65	72,76	72,8	72,89	55,31	0,44	61,87	21,82
N7	FC8 220	15,54	15,55	15,55	15,55	15,55	15,56	14,59	0,22	13,21	11,05
N8	FC9 220	5,633	5,633	5,633	5,634	5,634	5,634	5,435	0,22	4,847	4,492
N9	FC9 440	73,57	73,68	73,79	73,91	73,94	74,04	49,38	0,44	62,82	20,57
N10	FC4 220	24,13	24,13	24,13	24,13	21,13	24,13	24,04	0,22	20,69	20,36
N11	Alution 440	13,4	13,4	13,41	13,41	13,41	13,41	11,79	0,44	11,58	8,604
N12	Ecomax 440	17,15	17,16	17,16	17,17	17,17	17,18	14,71	0,44	14,81	10,27
N13	S/E ppal	19,17	19,37	19,57	19,8	19,89	20,09	1,51	13,2	19,95	1,056
N14	FC4 440	49,48	50,02	50,06	50,1	50,12	50,15	43,77	0,44	43,43	22,62
N15	Alution 220	8,046	8,047	8,047	8,048	8,048	8,049	7,77	0,22	6,556	5,971
N16	EComax 220	19,54	19,55	19,55	19,56	19,56	19,56	18,45	0,22	14,64	11,89
N17	Solartec 440	76,03	76,14	76,25	76,37	76,41	76,52	51,06	0,44	64,92	21,29
N18	FC6 440	39,76	39,79	39,82	39,85	39,86	39,89	30,51	0,44	34,21	16,91
N19	Anodizado 440	52,54	52,59	52,64	52,7	52,71	52,76	38,46	0,44	45,1	19,2
N20	Anodizado 220	9,743	9,744	9,745	9,746	9,746	9,747	9,255	0,22	8,302	7,386
N21	SOLartec 220	8,924	8,925	8,926	8,927	8,927	8,928	8,508	0,22	7,66	6,897
N22	FC mil 440	69,68	69,78	69,87	69,98	70,01	70,1	53,86	0,44	59,55	21,6
N23	FC mil 220	5,328	5,328	5,329	5,329	5,329	5,329	5,181	0,22	4,584	4,278

Nota: se presentan las magnitudes de corrientes de cortocircuito bifásico a tierra 0,44kV y 0,22kV. Elaborado por. J. Jiménez 2019

Tabla 30.

Magnitudes de Niveles de Corrientes de Cortocircuito Bifásico a Tierra.

Ubicación de la falla	Subestaciones	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4	escenario 5	escenario 6	escenario 7	Tension	Icc maxima	Icc minima
		Eq red + G01 en servicio	Eq red + G01, G02 en servicio	Eq red + G01, G02, G03 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio	Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio	Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio			
		P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	KV	KA	KA
N1	Prensa 440	0,994	0,995	0,997	0,998	0,998	1	0,691	0,44	68,92	47,9
N2	FC7 440	0,994	0,996	0,997	0,998	0,998	1	0,699	0,44	65,64	46,09
N3	FC7 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,926	0,22	15,03	13,99
N4	Prensa 220	1	1	1	1	1	1	0,926	0,22	15,48	14,43
N5	Esw	0,998	0,998	0,998	0,999	0,999	1	0,844	0,22	37,03	31,53
N6	FC8 440	0,993	0,995	0,996	0,998	0,998	1	0,758	0,44	73,36	55,81
N7	FC8 220	0,998	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,937	0,22	15,57	14,69
N8	FC9 220	0,999	0,999	0,999	1	1	1	0,964	0,22	5,636	5,452
N9	FC9 440	0,993	0,995	0,996	0,998	0,998	1	0,666	0,44	74,52	49,81
N10	FC4 220	1	1	1	1	1	1	0,996	0,22	24,13	24,07
N11	Alution 440	0,999	0,999	1	1	1	1	0,879	0,44	13,43	11,89
N12	Ecomax 440	0,998	0,998	0,998	0,999	0,999	1	0,856	0,44	17,2	14,86
N13	S/E ppal	0,953	0,964	0,974	0,985	0,99	1	0,075	13,2	20,14	15,21
N14	FC4 440	0,996	0,997	0,998	0,999	0,999	1	0,872	0,44	50,33	44,29
N15	Alution 220	0,999	0,999	0,999	0,999	1	1	0,965	0,22	8,047	7,791
N16	EComax 220	0,998	0,999	0,999	1	1	1	0,943	0,22	19,57	18,54
N17	Solartec 440	0,993	0,995	0,996	0,998	0,998	1	0,667	0,44	77,01	51,5
N18	FC6 440	0,996	0,997	0,998	0,998	0,999	1	0,764	0,44	40,02	30,85
N19	Anodizado 440	0,995	0,996	0,997	0,998	0,999	1	0,728	0,44	52,99	38,85
N20	Anodizado 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,949	0,22	9,751	9,292
N21	Solartec 220	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1	0,952	0,22	8,932	8,542
N22	FC mil 440	0,994	0,995	0,996	0,998	0,998	1	0,768	0,44	70,53	54,36
N23	FC mil 220	0,999	0,999	1	1	1	1	0,972	0,22	5,331	5,198

Nota: se presentan las magnitudes de corrientes de cortocircuito bifásico a tierra en valores por unidad 0,44kV y 0,22kV, Por. J. Jiménez 2019

En la tabla 14. Se observan los nodos que presentan las corrientes más altas de cortocircuitos en los tipos de fallas bifásica a tierra, bifásica y monofásica.

Tabla 31.

Corrientes Máximas en Diferentes Tipos de Cortocircuito.

	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		Escenario 7	
	Eq red + G01 en servicio		Eq red + G01, G02 en servicio		Eq red + G01, G02, G03 en servicio		Eq red + G01, G02, G03, G04 en servicio		Eq red + G01, G02, G03, G04, G05 en servicio		Eq red + G01, G02, G03, G04, G05, G06 en servicio		Generadores a gas y diesel en servicio y eq red fuera de servicio	
	IK MAX (KA)	NODO	IK MAX (KA)	NODO	IK MAX (KA)	NODO	IK MAX (KA)	NODO	IK MAX (KA)	NODO	IK MAX (KA)	NODO	IK MAX (KA)	NODO
Bifásico	64,59	17	64,67	17	64,74	17	64,82	17	64,85	17	64,92	17	22,62	14
Bifásico a tierra	76,03	17	76,14	17	76,25	17	76,37	17	76,41	17	76,52	17	55,31	6
Monofásico	77,65	17	77,72	17	77,78	17	77,85	17	77,87	17	77,93	17	32,74	6

*Nota: se presentan las corrientes máximas para los cortocircuitos bifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.
Elaborado por Jiménez, 2019*

En la tabla 15 se observa el nivel máximo de corriente de cortocircuito en los escenarios del 1-7 en los cuatro tipos de cortocircuito evaluados. El cortocircuito Monofásico es el que presenta la magnitud de corriente de cortocircuito más alta de todo el sistema.

Tabla 32.

Corrientes de Cortocircuito Máximas en los Escenarios.

Tipos de cortocircuito	Nodos	Corriente de cortocircuito en (kA)
Trifásico	N17	75,21
Bifásico	N17	64,92
Bifásico a tierra	N17	77,01
Monofásico	N17	77,93

Nota: se presentan las corrientes de cortocircuito más altas en los diferentes tipos de falla. Elaborado por A. Paternina, 2019

4.3 Esquemas de protecciones

A continuación, se relacionan los esquemas de protecciones de los elementos (generadores, transformadores y barras) que conforman la empresa Tecnoglass S.A y las protecciones que cada elemento posee al momento de recopilar la información.

Las barras (nodos) que se encontraron en el sitio donde se realizó la investigación no poseen ningún tipo de protección. Ante un evento que se presente actuarán las protecciones de los generadores y transformadores cercanos a las barras.

En el estudio realizado se nota que las líneas no cuentan con ninguna protección, no es tenido en cuenta la coordinación de protecciones de las líneas, debido a que las longitudes de las líneas son demasiados cortas y la norma IEEE Standard C37.104-2002 nos recomienda utilizar protecciones en líneas dependiendo del nivel de tensión y distancia.

4.3.1 Esquema de protección de Generadores en la empresa Tecnoglass S.A

En la figura 16 se observa un esquema de protecciones de los generadores instalados en la empresa Tecnoglass S.A. Todos los generadores cuentan con el mismo esquema debido a su capacidad que son menores a 5 MVA.

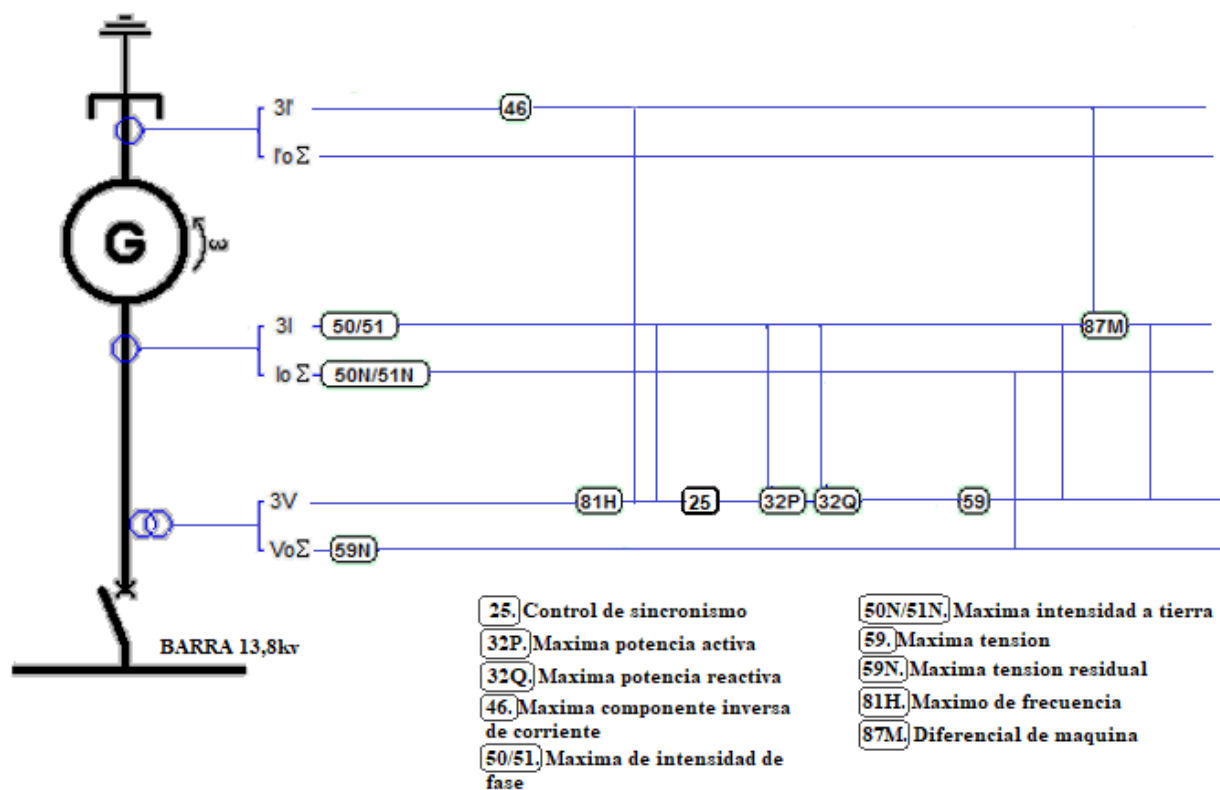


Figura 26. Esquema protección de generador de 1750kW instalado en la empresa Tecnoglass. Adaptado por. J. Jiménez 2019

En la tabla 16 se aprecia que los generadores cuentan con las protecciones recomendada por la norma IEEE Standard C37.102-2006.

Tabla 33.

Protección de los Generadores.

GENERADOR	RELE 25	RELE 32P	RELE 32Q	RELE 46	RELE 50/51	RELE 50N/51N	RELE 59	RELE 59N	RELE 81H	RELE 87M
G01	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
G02	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
G03	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
G04	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
G05	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
G06	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
GD1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
GD2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
GD3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Nota: se presentan los generadores en la empresa Tecnoglass S.A y sus protecciones elaborado por. J. Jiménez 2019

4.3.2 Esquema de protección de transformadores de la empresa Tecnoglass S.A

Todos los transformadores instalados en la empresa Tecnoglass S.A, que se encuentran conectados a MT/BT cuentan con los relés de protección como lo recomienda la norma IEEE Standard C37.108-2002 como se observa en la figura 17.

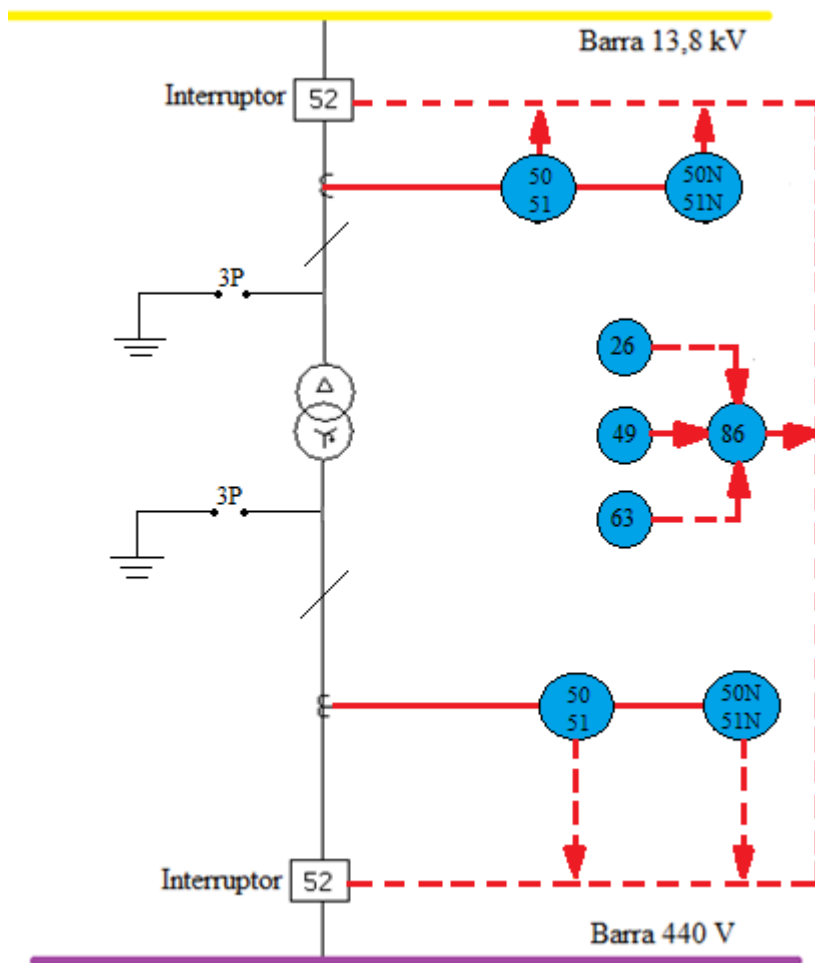


Figura 17. Esquema de protección de los transformadores instalados en la empresa Tecnoglass S.A, adaptado por. A. Paternina 2019

Los transformadores que se encuentran conectados a niveles de tensión BT/BT solo cuentan con protecciones de interruptores, La figura 18 muestra el esquema de protección de estos transformadores.

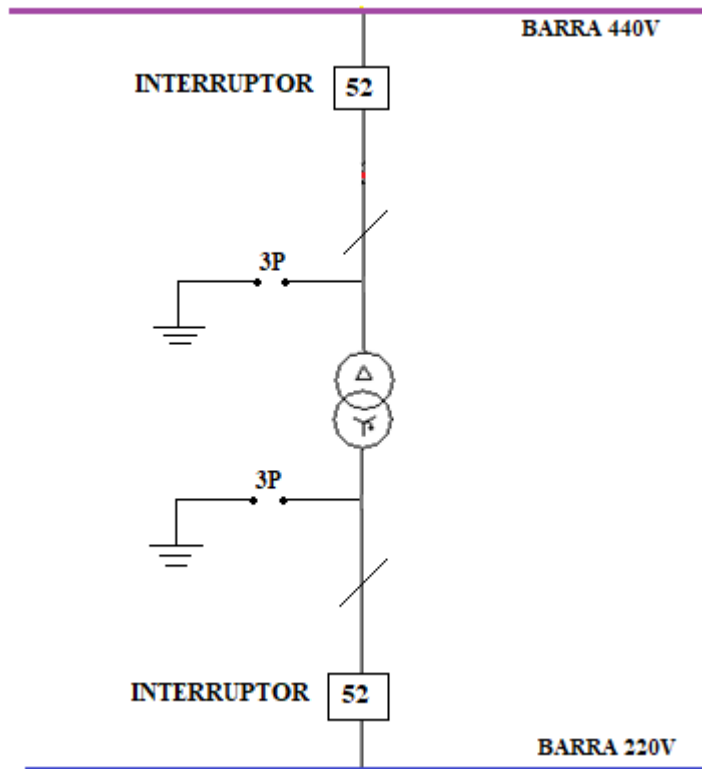


Figura 18. Esquema de protección de transformador de BT en la empresa Tecnoglass, adaptado por. J. Jiménez 2019

Las máquinas y equipos instalados para la producción, poseen protecciones de interruptores termo magnéticos, estos fueron calculados de acuerdo a las placas de características del fabricante.

La tabla 17 muestra los transformadores de la empresa Tecnoglass S.A y las protecciones que contiene cada uno, se puede notar que los transformadores de BT/BT (amarillos) no tienen las protecciones 50/51 como se mencionó anteriormente. Las protecciones 26, 49, 63, 86 son las protecciones de mecánicas de fábrica del transformador.

Tabla 34.

Protección de los Transformadores.

TRANSFORMADORES	RELE 26	RELE 49	RELE 50/51	RELE 50N/51N	RELE 63	RELE 86
TR-1	X	X	X	X	X	X
TR-2	X	X	X	X	X	X
TR-3	X	X			X	X
TR-4	X	X	X	X	X	X
TR-5	X	X			X	X
TR-6	X	X	X	X	X	X
TR-7	X	X			X	X
TR-8	X	X	X	X	X	X
TR-9	X	X			X	X
TR-10	X	X			X	X
TR-11	X	X	X	X	X	X
TR-12	X	X			X	X
TR-13	X	X	X	X	X	X
TR-14	X	X	X	X	X	X
TR-15	X	X	X	X	X	X
TR-16	X	X			X	X
TR-17	X	X	X	X	X	X
TR-18	X	X			X	X
TR-19	X	X	X	X	X	X
TR-20	X	X			X	X
TR-21	X	X	X	X	X	X
TR-22	X	X			X	X
TR-23	X	X	X	X	X	X
TR-24	X	X			X	X

Nota: se presentan los transformadores de la empresa Tecnoglass S.A y sus protecciones elaborado por. A. Paternina 2019

5. Conclusiones

Con esta investigación se logró caracterizar el sistema eléctrico y de protecciones de la empresa Tecnoglass S.A mediante el levantamiento de todas las cargas en la subestación principal y secundarias, se evidenció las condiciones actuales de sistema eléctrico de potencia.

A través de la modelación del diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia en el software NEPLAN 5,35 se identificó cuales transformadores se encuentran sobrecargados, también nos permitió conocer los niveles de corriente de cortocircuito en cada uno de los nodos.

Se realizaron simulaciones de cortocircuito en los diferentes escenarios que se presentan en la actualidad en la empresa, se determinaron las situaciones más críticas ante los diferentes tipos de fallas.

El estudio revela que el escenario 6 donde se encuentra la red y todos los generadores en servicio presenta el nivel más alto de corriente de cortocircuito debido a la baja impedancia de los generadores, presenta la corriente de cortocircuito más alta con un valor $I_{k''} = 77,93 \text{ kA}$

Se evaluaron los esquemas de protección de transformadores y generadores y se encontró que estos cumplen con la norma IEEE Standard C37.108-2002 para transformadores e IEEE Standard C37.102-2006 para generadores.

6. Recomendaciones

- Se recomienda implementar el relé diferencial (87) para la protección en la barra principal de 13,8kV.
- Se recomienda instalar en todos los transformadores sus respectivos relés de protección ya que todos no cuentan con las debidas protecciones.
- Se recomienda segmentar las barras de 13,8 kV para ante una falla en barra. Solo se interrumpa una porción de la barra y no afecte la producción en toda la planta.

Referencias

- Barrantes Quesada, J. C. (2014). *Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA*. Universidad de Costa Rica.
- Castaño, S. R. (2004). *Redes de Distribución de Energía*.
- Cervantes Juarez, J. (2000). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*.
- Committee, S., Relaying, S., & Society, E. (2008). *IEEE Std C37.2TM-2008 - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations* (Vol. 2008).
- Farfan Colindres, D. E. (2003). *Analisis del uso de limitadores de corrientes de falla para la expansion de los sistemas de distribucion electrica en la industria*. Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Fayos Alvarez, A. (2009). *Líneas eléctricas y transporte de energía eléctrica*.
- Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., & Umans, S. D. (2003). *Sixth Edition*.
- Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, F. J. (2009). *Coordinación de protecciones para un sistema eléctrico industrial*. Instituto Politecnico Nacional escuela superior de ingenieria mecanica y electrica.
- Gers, J. M. (1993). *GERS Protecciones Electricas Aplicadas a Sistemas de Pontencia.pdf*.
- Grainger, John, Stevenson, W. (1996). *ANALISIS DE SISTEMA DE POTENCIA*. (McGRAW-HILL, Ed.).
- Guardia Ramirez, E. M. (2007). *Metodologia de analisis y diagnostico para el estudio de operatividad de un sistema electrico de potencia ante la ruptura de algun enlace electrico que la compone*. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- Martin, J. R. (1987). *Diseño de subestaciones electricas*. (McGRAW-HILL, Ed.). Mexico.

- Mejia Romero, A.-O. O., & Roman Fabian. (2012). *Revisión y Especificación de Capacidades interruptivas y esfuerzos Momentaneos en Sistemas Electricos Industriales*. Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Ramirez, C. S. (2003). *Proteccion de Sistemas Electricos*. (U. N. de Colombia, Ed.) (1.^a ed.). Manizales.
- Ramos, R. (2015). *Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión*. Univerisdad de el Salvador.
- Sanchez Garrido, L. G. (1967). *estudio de fallas en el sistema de transmision y subtransmision de la empresa electrica de quito*. Quito.
- Sebastian Cardenas, D. Jh. (2013). *Diseño y propuesta de un software para la coordinacion de protecciones en redes de distribucion*.
- Std, I., Industry, I., Society, A., & Board, I. S. (2001). *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power* (Vol. 2001).
- Systems, P., & Committee, E. (1993). *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993*, 765.
- Valderrama, G. (2002). *Proteccion y Coordinacion de Sistemas Electricos de Distribucion*. (Duraspace, Ed.). Bogota.
- Villegas, M. (2003). *Subestaciones de {Alta} y {Extra} {Alta} {Tensión}*.

- Barrantes Quesada, J. C. (2014). *Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA*. Universidad de Costa Rica.
- Castañó, S. R. (2004). *Redes de Distribución de Energía*.
- Cervantes Juarez, J. (2000). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*.
- Committee, S., Relaying, S., & Society, E. (2008). *IEEE Std C37.2TM-2008 - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations* (Vol. 2008).
- Farfan Colindres, D. E. (2003). *Analisis del uso de limitadores de corrientes de falla para la expansion de los sistemas de distribucion electrica en la industria*. Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Fayos Alvarez, A. (2009). *Líneas eléctricas y transporte de energía eléctrica*.
- Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., & Umans, S. D. (2003). *Sixth Edition*.
- Galvan Hernandez, Roman - Rosas Reyes, F. J. (2009). *Coordinación de protecciones para un sistema eléctrico industrial*. Instituto Politecnico Nacional escuela superior de ingenieria mecanica y electrica.
- Gers, J. M. (1993). *GERS Protecciones Electricas Aplicadas a Sistemas de Pontencia.pdf*.
- Grainger, john, Stevenson, W. (1996). *ANALISIS DE SISTEMA DE POTENCIA*. (McGRAW-HILL, Ed.).
- Guardia Ramirez, E. M. (2007). *Metodologia de analisis y diagnostico para el estudio de operatividad de un sistema electrico de potencia ante la ruptura de algun enlace electrico que la compone*. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- Martin, J. R. (1987). *Diseño de subestaciones electricas*. (McGRAW-HILL, Ed.). Mexico.
- Mejia Romero, A.-O. O., & Roman Fabian. (2012). *Revisión y Especificación de Capacidades*

interruptivas y esfuerzos Momentaneos en Sistemas Electricos Industriales. Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

Ramirez, C. S. (2003). *Proteccion de Sistemas Electricos*. (U. N. de Colombia, Ed.) (1.^a ed.). Manizales.

Ramos, R. (2015). *Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión*. Univerisdad de el Salvador.

Sanchez Garrido, L. G. (1967). *estudio de fallas en el sistema de transmision y subtransmision de la empresa electrica de quito*. Quito.

Sebastian Cardenas, D. Jh. (2013). *Diseño y propuesta de un software para la coordinacion de protecciones en redes de distribucion*.

Std, I., Industry, I., Society, A., & Board, I. S. (2001). *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power* (Vol. 2001).

Systems, P., & Committee, E. (1993). *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993*, 765.

Valderrama, G. (2002). *Proteccion y Coordinacion de Sistemas Electricos de Distribucion*. (Duraspace, Ed.). Bogota.

Villegas, M. (2003). *Subestaciones de {Alta} y {Extra} {Alta} {Tensión}*.

